

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTA MARÍA
FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERÍAS FÍSICAS Y
FORMALES
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA INDUSTRIAL



TESIS

**“OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE COMPRA DE POTENCIA Y ENERGÍA
ELÉCTRICA ASOCIADA, APLICANDO EL MÉTODO DE SIMULACIÓN MONTE
CARLO PARA LA EMPRESA CONCESIONARIA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE
LA CIUDAD DE AREQUIPA”**

**ELABORADO POR EL BACHILLER
WALTER AMADOR CASTELLANOS VILCA
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO INDUSTRIAL**

AREQUIPA-PERÚ

2015



A Dios, mis padres y hermanos por su incondicional apoyo.

ÍNDICE

ÍNDICE DE TABLAS	x
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiv
INTRODUCCIÓN	xviii
ABREVIATURAS.....	xix
ABSTRACT.....	xx
RESUMEN	xxi
CAPÍTULO I	1
GENERALIDADES	1
1.1. PRESENTACIÓN.....	1
1.2. INTRODUCCIÓN A LA COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	1
1.3. ESTADO DEL ARTE.....	4
1.4. PROBLEMÁTICA	5
1.5. JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO	5
1.6. OBJETIVOS	6
1.6.1. Objetivo general	6
1.6.2. Objetivos específicos.....	6
1.7. HIPÓTESIS.....	6
1.7.1. Hipótesis general	6
1.7.2. Hipótesis específicas	7
1.8. VARIABLES	7
1.8.1. Variables dependientes.....	7
1.8.2. Variables independientes.....	7
1.9. VIABILIDAD DEL TRABAJO Y METODOLOGÍA EMPLEADA	8
1.9.1. Viabilidad	8
1.9.2. Metodología	8
1.10. LIMITACIONES Y EXCLUSIONES	8
CAPÍTULO II	9
MARCO CONCEPTUAL	9

2.1. INTRODUCCIÓN A LA TEORÍA DE MONTE CARLO	9
2.1.1. Revisión de probabilidades	12
2.1.2. Distribuciones de Probabilidad	13
a. Distribución Normal	14
b. Distribución Triangular	15
c. Distribución de Weibull.....	16
d. Distribución LogNormal.....	17
2.2. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA DEL MÉTODO DE MONTE CARLO	17
2.2.1. Estimador de media muestral	21
2.2.2. Convergencia del método.....	22
2.3. PRINCIPIOS DE LA SIMULACIÓN DE MONTE CARLO	23
2.4. VARIABLES ALEATORIAS	24
2.4.1. Generación de variables aleatorias	24
a. Generación de variables aleatorias normales.....	24
b. Generación de variables aleatorias univariadas	25
c. Generación de Variables Aleatorias Normales.....	26
2.4.2. Esperanza condicional de una variable aleatoria discreta	26
2.4.3. Esperanza condicional de una variable aleatoria arbitraria	27
2.4.4. Secuencia de variables aleatorias	27
2.5. PRUEBA DE HIPÓTESIS CHI CUADRADO (X^2)	27
2.6. PRUEBA DE HIPÓTESIS KOLMOGOROV-SMIRNOV (KS)	29
CAPÍTULO III.....	31
ESTADO DEL SECTOR ELÉCTRICO EN EL PERÚ	31
3.1. ACTIVIDADES INVOLUCRADAS EN LA PROVISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ..	31
3.1.1. Generación	32
a. Energía y Potencia eléctrica	32
b. Máxima demanda y factor de carga.....	33
3.1.2. Transmisión.....	35
3.1.3. Distribución y comercialización.....	37
a. Economías de densidad	37
b. Tipos de distribución eléctrica en el Perú.....	38

c. Empresas de distribución eléctrica	40
d. Descripción de las principales distribuidoras en el Perú	40
3.2. ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO	41
3.2.1. Modelos de organización del sector eléctrico	41
3.2.2. Monopolio verticalmente integrado	41
3.2.3. Comprador único.....	42
3.2.4. Sistema con competencia mayorista	44
3.2.5. Sistema con competencia minorista	45
3.2.6. Mercado regulado y el mercado libre.....	47
a. Mercado Regulado.....	47
b. Mercado Libre	48
3.2.7. Cadena de valor del sector	48
3.2.8. Análisis FODA del sector eléctrico Peruano.....	49
3.3. LOS PROCESOS DE LICITACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERÚ	51
3.3.1. Teoría de subastas	51
3.3.2. Las subastas y el rol del regulador	52
3.4. LA LEY N°28832 Y EL ROL DE LA OSINERGMIN EN LOS CONTRATOS DE LICITACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	53
3.4.1. Precios resultantes de las licitaciones.....	54
3.4.2. Plazos de los contratos de licitación.....	55
3.4.3. Fórmulas de reajuste de los precios en generación de energía eléctrica	56
a. Precio de Potencia	56
b. Precio de Energía.....	57
3.4.4. Precios en barra y Precios a nivel generación	59
CAPÍTULO IV.....	61
EVALUACIÓN DEL PROCESO DE COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	61
4.1. CONCEPTOS BÁSICOS	61
4.1.1. Puntos de suministro	63
4.1.2. Factores de pérdidas	64
a. Factores de pérdidas técnicas	64
i. Factor de pérdidas de energía	65

ii. Factor de pérdidas de potencia	66
b. Factores de pérdidas no técnicas	67
4.1.3. Máxima Demanda	67
4.1.4. Potencia coincidente.....	68
4.2. DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE REPARTO	70
4.2.1. Identificación de las potencias contratadas	70
4.2.2. Distribución de las potencias de contratos bilaterales.....	73
4.3. ACTUALIZACIÓN DE PRECIOS BASE DE CONTRATO.....	75
4.3.1. Precios de potencia.....	75
4.3.2. Precios de energía.....	76
4.4. IDENTIFICACIÓN DE LAS POTENCIAS COINCIDENTES	77
4.4.1. Medición real en cada punto de compra.....	78
4.4.2. Máxima demanda COES.....	79
4.5. PRINCIPALES RIESGOS EN EL PROCESO DE COMPRA DE ENERGÍA	81
4.5.1. Riesgos en la Medición de energía.....	82
4.5.2. Riesgo en la incertidumbre del consumo	83
4.6. DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA ...	83
CAPÍTULO V	86
APLICACIÓN DEL MODELO MONTE CARLO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	86
5.1. ANÁLISIS DE LA DATA HISTÓRICA DE POTENCIA Y ENERGÍA ELÉCTRICA.....	86
a. Análisis del comportamiento de la Data Histórica para la Potencia consumida	86
b. Análisis del comportamiento de la Data Histórica para la Energía consumida.....	93
5.1.1. Selección de la Data	98
5.1.2. Diagrama de flujo del modelo de simulación Monte Carlo	100
5.2. CARACTERIZACIÓN DE PROBABILIDADES PARA LA POTENCIA Y LA ENERGÍA	103
5.2.1. Identificación de la distribución de probabilidad de la potencia para Socabaya 33kV.....	103
5.2.2. Identificación de la distribución de probabilidad de la potencia para Chilina 33kV	105
5.2.3. Identificación de la distribución de probabilidad de la potencia para Santuario 13.8kV..	106
5.2.4. Identificación de la distribución de probabilidad de la potencia para Callalli 138kV	107
5.2.5. Identificación de la distribución de probabilidad de la potencia para Mollendo 138kV ..	108

5.2.6.	Identificación de la distribución de probabilidad de la potencia para Repartición 138kV	110
5.2.7.	Identificación de la distribución de probabilidad de la potencia para Marcona 60kV.....	111
5.2.8.	Identificación de la distribución de probabilidad para la energía en Socabaya 33kV	112
a.	Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Punta para Socabaya	112
b.	Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Fuera de Punta para Socabaya	114
c.	Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas de Punta para Socabaya.	115
d.	Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Fuera de Punta para Socabaya.	115
5.2.9.	Identificación de la distribución de probabilidad para la energía en Chilina 33kV	116
a.	Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Punta para Chilina.....	116
b.	Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Fuera de Punta para Chilina.....	117
c.	Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas de Punta para Chilina.....	118
d.	Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Fuera de Punta para Chilina.....	119
5.2.10.	Identificación de la distribución de probabilidad para la energía en Santuario 13.8kV	119
a.	Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Punta para Santuario.	119
b.	Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Fuera Punta para Santuario.	120
c.	Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Punta para Santuario.	121
d.	Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Fuera de Punta para Santuario.	122
5.2.11.	Identificación de la distribución de probabilidad para la energía en Callalli 138kV	122
a.	Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Punta para Callalli.....	122
b.	Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Fuera Punta para Callalli.....	123

c. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Punta para Callalli.....	124
d. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Fuera de Punta para Callalli.....	125
5.2.12. Identificación de la distribución de probabilidad para la energía en Mollendo 138kV	125
a. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Punta para Mollendo regulados.....	125
b. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Fuera Punta para Mollendo regulados.....	126
c. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Punta para Mollendo regulados.....	127
d. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Fuera de Punta para Mollendo regulados.....	128
5.2.13. Identificación de la distribución de probabilidad para la energía en Repartición 138kV	128
a. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Punta para Repartición.....	128
b. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Fuera Punta para Repartición.....	129
c. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Punta para Repartición.....	130
d. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Fuera de Punta para Repartición.....	131
5.2.14. Identificación de la distribución de probabilidad para la energía en Marcona 60kV....	131
a. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Punta para Marcona.....	131
b. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Fuera Punta para Marcona.....	132
c. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Punta para Marcona.....	133
d. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Fuera de Punta para Marcona.....	133
5.2.15. Identificación de la distribución de probabilidad para la energía en Socabaya Libre...	134
a. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Punta para Socabaya Libre.....	134

b. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Fuera Punta para Socabaya Libre.....	135
c. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Punta para Socabaya Libre.....	136
d. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Fuera de Punta para Socabaya Libre.....	136
5.2.16. Identificación de la distribución de probabilidad para la energía en Mollendo Libre...	137
a. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Punta para Mollendo Libre.	137
b. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Fuera Punta para Mollendo Libre.	138
c. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Punta para Mollendo Libre.	138
d. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Fuera de Punta para Mollendo Libre.....	139
5.3. GENERACIÓN DE NÚMEROS ALEATORIOS PARA LA COMPRA MENSUAL	140
5.4. APLICACIÓN DE LA SIMULACIÓN DE MONTE CARLO	145
5.4.1. Estimación del consumo de potencias.....	146
5.4.2. Rango de confianza del valor de costo total de Potencia y Energía esperado	148
5.5. COMPARACIÓN DEL VALOR REAL Y DEL VALOR OBTENIDO	149
5.5.1. Valor Real	149
5.5.2. Valor Obtenido	150
5.6. BENEFICIOS OBTENIDOS Y COMENTARIOS FINALES.....	152
CAPÍTULO VI.....	154
PRONÓSTICO DEL CONSUMO EN POTENCIA Y ENERGÍA BAJO EL ANÁLISIS DE SERIES DE TIEMPO	154
6.1. MODELO CLÁSICO	154
6.2. ANÁLISIS DE TENDENCIA	155
6.3. ANÁLISIS DE VARIACIONES CÍCLICAS.....	156
6.4. MEDICIÓN DE VARIABLES ESTACIONALES	157
6.5. APLICACIÓN DE AJUSTES ESTACIONALES.....	157
6.6. PRONÓSTICOS CON BASE EN FACTORES DE TENDENCIA Y EN FACTORES ESTACIONALES.....	158

6.7. APLICACIÓN DEL PRONÓSTICO DE SERIES DE TIEMPO AL CONSUMO DE POTENCIA Y ENERGÍA ELÉCTRICA	159
a. Aplicación del método de mínimos cuadrados.....	159
b. Aplicación del método de promedios móviles	161
6.8. COMPARACIÓN DEL MODELO MONTECARLO CON EL PRONÓSTICO DE SERIES DE TIEMPO PARA ESTIMAR EL CONSUMO DE POTENCIA Y ENERGÍA ELÉCTRICA...	162
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	168
I. CONCLUSIONES.....	168
II. RECOMENDACIONES.....	169
BIBLIOGRAFÍA	171
ANEXOS	173
ANEXO A:.....	174
TABLA 1A DATA DE ENERGÍA CONSUMIDA, MERCADO REGULADO	174
TABLA 2A DATA DE ENERGÍA CONSUMIDA, MERCADO LIBRE.....	176
ANEXO B:.....	178
TABLA 1B DATA DE LA POTENCIA CONSUMIDA, MERCADO REGULADO.....	178
TABLA 2B DATA DE LA POTENCIA CONSUMIDA, MERCADO LIBRE	180

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Sistemas de Transmisión que coexisten en el Perú.....	36
Tabla 2 Análisis FODA visto desde la perspectiva de las Distribuidoras.	50
Tabla 3 Tipos de Licitaciones para el suministro de energía.....	55
Tabla 4 Puntos de suministro de energía y potencia eléctrica.	64
Tabla 5 Factores de pérdida de energía usados para la compra de energía.	66
Tabla 6 Factores de pérdida de potencia usados para la compra de energía.....	67
Tabla 7 Máxima demanda del sistema eléctrico interconectado.	68
Tabla 8 Potencias coincidentes del sistema interconectado y de la distribuidora.....	69
Tabla 9 Potencias contratadas para el mercado regulado Socabaya.	71
Tabla 10 Potencias contratadas para el mercado regulado Repartición.....	71
Tabla 11 Potencias contratadas para el mercado libre Socabaya.....	72
Tabla 12 Potencias contratadas para el mercado libre Repartición.	72
Tabla 13 Factores de reparto para Socabaya Regulados.....	73
Tabla 14 Factores de reparto para Repartición Regulados.	74
Tabla 15 Factores de reparto para Socabaya Libres.	74
Tabla 16 Factores de reparto para Repartición Libres.	74
Tabla 17 Cálculo del factor p.....	75
Tabla 18 Factor p para actualización del precio de potencia.	76
Tabla 19 Cálculo del factor e.	76
Tabla 20 Factor e para actualización del precio de energía.	77
Tabla 21 Puntos de suministro agrupados para el reparto de potencia de acuerdo a la potencia coincidente.	77
Tabla 22 Potencia coincidente para cada punto de suministro.	78
Tabla 23 Máxima potencia registrada por el COES.	80
Tabla 24 Impacto de los riesgos.....	82
Tabla 25 Matriz de riesgos de lectura.	82
Tabla 26 Matriz de riesgos de la incertidumbre de consumos.....	83
Tabla 27 Número de muestras para el consumo de energía en el mercado regulado.	99
Tabla 28 Número de muestras para el consumo de Potencia en el mercado regulado.	99
Tabla 29 Prueba de aceptación de la Data, función Normal Socabaya Regulado.	104
Tabla 30 Prueba de aceptación de la Data, función Beta Socabaya Libre.....	105
Tabla 31 Prueba de aceptación de la Data, función triangular Callalli.....	106
Tabla 32 Prueba de aceptación de la Data, función lognormal Santuario.	107
Tabla 33 Prueba de aceptación de la Data, función normal Callalli.....	108
Tabla 34 Prueba de aceptación de la Data, función weibull Mollendo regulado.	109
Tabla 35 Prueba de aceptación de la Data, función normal Mollendo libre.....	110
Tabla 36 Prueba de aceptación de la Data, función beta Repartición.....	111
Tabla 37 Prueba de aceptación de la Data, función beta Marcona.	112
Tabla 38 Prueba de aceptación de la Data, función triangular Socabaya regulados HP.	113

Tabla 39 Prueba de aceptación de la Data, función triangular Socabaya regulados HFP.	114
Tabla 40 Prueba de aceptación de la Data, función beta Socabaya regulados día 4 a fin de mes HP.	115
Tabla 41 Prueba de aceptación de la Data, función beta Socabaya regulados día 4 a fin de mes HFP.	116
Tabla 42 Prueba de aceptación de la Data, función uniforme Chilina día 1 al día 3 HP.	117
Tabla 43 Prueba de aceptación de la Data, función triangular Chilina día 1 al día 3 HFP.	118
Tabla 44 Prueba de aceptación de la Data, función beta Chilina día 4 a fin de mes HP.	118
Tabla 45 Prueba de aceptación de la Data, función uniforme Chilina día 4 a fin de mes HFP.	119
Tabla 46 Prueba de aceptación de la Data, función beta Santuario día 1 al día 3 HP.	120
Tabla 47 Prueba de aceptación de la Data, función triangular Santuario día 1 al día 3 HFP.	121
Tabla 48 Prueba de aceptación de la Data, función beta Santuario día 4 a fin de mes HP.	121
Tabla 49 Prueba de aceptación de la Data, función normal Santuario día 4 a fin de mes HFP.	122
Tabla 50 Prueba de aceptación de la Data, función Uniforme Callalli día 1 al día 3 HP.	123
Tabla 51 Prueba de aceptación de la Data, función exponencial Callalli día 1 al día 3 HFP.	124
Tabla 52 Prueba de aceptación de la Data, función normal Callalli día 4 a fin de mes HP.	124
Tabla 53 Prueba de aceptación de la Data, función normal Callalli día 4 a fin de mes HFP.	125
Tabla 54 Prueba de aceptación de la Data, función beta Mollendo del día 1 al día 3 HP.	126
Tabla 55 Prueba de aceptación de la Data, función beta Mollendo del día 1 al día 3 HFP.	127
Tabla 56 Prueba de aceptación de la Data, función normal Mollendo regulado del día 4 a fin de mes HP.	127
Tabla 57 Prueba de aceptación de la Data, función normal Mollendo regulado del día 4 a fin de mes HFP.	128
Tabla 58 Prueba de aceptación de la Data, función uniforme Repartición del día 1 al día 3 HP. ...	129
Tabla 59 Prueba de aceptación de la Data, función beta Repartición del día 1 al día 3 HFP.	130
Tabla 60 Prueba de aceptación de la Data, función beta Repartición del día 4 a fin de mes HP. ...	130
Tabla 61 Prueba de aceptación de la Data, función normal Repartición del día 4 a fin de mes HFP.	131
Tabla 62 Prueba de aceptación de la Data, función uniforme Marcona del día 1 al día 3 HP.	132
Tabla 63 Prueba de aceptación de la Data, función beta Marcona del día 1 al día 3 HFP.	133
Tabla 64 Prueba de aceptación de la Data, función beta Marcona del día 4 a fin de mes HP.	133
Tabla 65 Prueba de aceptación de la Data, función normal Marcona del día 4 a fin de mes HFP. .	134
Tabla 66 Prueba de aceptación de la Data, función triangular Socabaya Libre para el día 1 al día 3 HP.	135
Tabla 67 Prueba de aceptación de la Data, función triangular Socabaya Libre para el día 1 al día 3 HFP.	135
Tabla 68 Prueba de aceptación de la Data, función normal Socabaya Libre para el día 4 a fin de mes HP.	136
Tabla 69 Prueba de aceptación de la Data, función beta Socabaya Libre para el día 4 a fin de mes HFP.	137

Tabla 70 Prueba de aceptación de la Data, función uniforme Mollendo Libre para el día 1 al día 3 HP.	137
Tabla 71 Prueba de aceptación de la Data, función normal Mollendo Libre para el día 1 al día 3 HFP.	138
Tabla 72 Prueba de aceptación de la Data, función triangular Mollendo Libre para el día 4 a fin de mes HP.	139
Tabla 73 Prueba de aceptación de la Data, función uniforme Mollendo Libre para el día 4 a fin de mes HFP.	139
Tabla 74 Obtención del valor promedio de Potencia a partir de entradas aleatorias para Socabaya Regulados.	140
Tabla 75 Obtención del valor promedio de Potencia a partir de entradas aleatorias para Chilina. .	141
Tabla 76 Obtención del valor promedio de Potencia a partir de entradas aleatorias para Santuario.	141
Tabla 77 Obtención del valor promedio de Potencia a partir de entradas aleatorias para Callalli. .	142
Tabla 78 Obtención del valor promedio de Potencia a partir de entradas aleatorias para Mollendo Regulados.	142
Tabla 79 Obtención del valor promedio de Potencia a partir de entradas aleatorias para Repartición.	143
Tabla 80 Obtención del valor promedio de Potencia a partir de entradas aleatorias para Marcona.	143
Tabla 81 Obtención del valor promedio de Potencia a partir de entradas aleatorias para Socabaya Libre.	144
Tabla 82 Obtención del valor promedio de Potencia a partir de entradas aleatorias para Mollendo Libre.	145
Tabla 83 Cuadro de potencias estimadas por el Modelo de simulación Monte Carlo.	146
Tabla 84 Cuadro de potencias estimadas para la distribución de la potencia Bilateral.	147
Tabla 85 Distribución de la potencia bilateral usando las potencias de consumo estimadas.	147
Tabla 86 Rango de confianza del valor esperado del costo total, calculado por el Modelo de simulación Monte Carlo.	148
Tabla 87 Comparación de los valores estimados y los valores reales de la potencia consumida.	149
Tabla 88 Comparación de los valores estimados y los valores reales de la energía consumida.	150
Tabla 89 Costo total obtenido usando el modelo de simulación de Monte Carlo.	152
Tabla 90 Cuadro de comparación de costos, usando el modelo de simulación de Monte Carlo y el modelo real tradicional empírico.	153
Tabla 91 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de mínimos cuadrados Mercado regulado.	159
Tabla 92 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de mínimos cuadrados Mercado regulado.	160
Tabla 93 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de mínimos cuadrados Mercado Libre.	160
Tabla 94 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de mínimos cuadrados para la energía Mercado Regulado.	160

Tabla 95 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de mínimos cuadrados para la energía Mercado Regulado.	161
Tabla 96 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de mínimos cuadrados para la energía Mercado Libre.	161
Tabla 97 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de la potencia usando el promedio móvil para el Mercado regulado.	161
Tabla 98 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de la potencia usando el promedio móvil para el Mercado Libre.	161
Tabla 99 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de la energía usando el promedio móvil para el Mercado regulado.	162
Tabla 100 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de la energía usando el promedio móvil para el Mercado Libre.	162
Tabla 101 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de la potencia para el Mercado Regulado.	163
Tabla 102 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de la potencia para el Mercado libre.	163
Tabla 103 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de la energía para el Mercado Regulado.	164
Tabla 104 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de la energía para el Mercado Regulado.	164
Tabla 105 Comparación con el valor real.	165
Tabla 106 Error porcentual de los métodos de pronóstico y el valor real.	166

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1 Alternativas de experimentación.	10
Fig. 2 Representación esquemática de las ecuaciones lógico-matemáticas y relaciones que constituyen el modelo.	11
Fig. 3 Distribución Normal.	14
Fig. 4 Distribución Triangular.	15
Fig. 5 Distribución de Weibull.....	16
Fig. 6 Distribución LogNormal.....	17
Fig. 7 Integración por el método de Monte Carlo. Los puntos aleatorios son elegidos dentro del área A de valor conocido.	18
Fig. 8 Principales actividades del sector eléctrico en el Perú.	31
Fig. 9 Perfil de cargas. Potencia en kW y tiempo en Horas.....	33
Fig. 10 Máxima demanda y Factor de carga. Potencia en MW y tiempo en Horas	34
Fig. 11 Densidad del sistema de distribución.	38
Fig. 12 Sistema de distribución primaria y secundaria.	39
Fig. 13 Empresas de distribución eléctrica en el Perú.	40
Fig. 14 Monopolio verticalmente integrado.....	42
Fig. 15 Modelo de comprador único.....	43
Fig. 16 Modelo de competencia mayorista.	45
Fig. 17 Modelo de competencia minorista.....	46
Fig. 18 Cadena de valor del sector eléctrico.	49
Fig. 19 Fijación de los precios en barra.	59
Fig. 20 Fórmula general para la fijación de precios a nivel generación.	60
Fig. 21 Sistema Interconectado.....	62
Fig. 22 Inyección de energía al Sistema Interconectado.....	62
Fig. 23 Deducción del factor de expansión.....	65
Fig. 24 Perfil de carga para la medición en el transformador Socabaya.....	79
Fig. 25 Máxima demanda calculada por el COES.....	81
Fig. 26 (a) y (b) Diagrama de flujo del proceso de compra de energía.	85
Fig. 27 Tendencia del comportamiento de la potencia en el punto de suministro Socabaya regulados.	86
Fig. 28 Tendencia del comportamiento de la potencia en el punto de suministro Chilina regulados.....	87
Fig. 29 Tendencia del comportamiento de la potencia en el punto de suministro Santuario regulados.	88
Fig. 30 Tendencia del comportamiento de la potencia en el punto de suministro Callalli regulados.....	89
Fig. 31 Tendencia del comportamiento de la potencia en el punto de suministro Mollendo regulados.	89
Fig. 32 Tendencia del comportamiento de la potencia en el punto de suministro Repartición regulados.	90

Fig. 33 Tendencia del comportamiento de la potencia en el punto de suministro Marcona regulados.	91
Fig. 34 Tendencia del comportamiento de la potencia en el punto de suministro Socabaya Libres.	92
Fig. 35 Tendencia del comportamiento de la potencia en el punto de suministro Mollendo Libres.	93
Fig. 36 Tendencia del comportamiento de la energía en el punto de suministro Socabaya regulados.	94
Fig. 37 Tendencia del comportamiento de la energía en el punto de suministro Chilina regulados.	94
Fig. 38 Tendencia del comportamiento de la energía en el punto de suministro Santuario regulados.	95
Fig. 39 Tendencia del comportamiento de la energía en el punto de suministro Callalli regulados.	95
Fig. 40 Tendencia del comportamiento de la energía en el punto de suministro Mollendo regulados.	96
Fig. 41 Tendencia del comportamiento de la energía en el punto de suministro Repartición regulados.	96
Fig. 42 Tendencia del comportamiento de la energía en el punto de suministro Marcona regulados.	97
Fig. 43 Tendencia del comportamiento de la energía en el punto de suministro Socabaya Libres...	97
Fig. 44 Tendencia del comportamiento de la energía en el punto de suministro Mollendo Libres...	98
Fig. 45 (a) y (b) Diagrama de Flujo del proceso de compra basado en el modelo de simulación Monte Carlo.	102
Fig. 46 Distribución Normal para el punto de suministro Socabaya regulados con una distribución de clase de 6 intervalos.	103
Fig. 47 Distribución Beta para el punto de suministro Socabaya libres para 504 datos con una distribución de clase de 10 intervalos.	105
Fig. 48 Distribución Triangular para el punto de suministro Chilina.	106
Fig. 49 Distribución Lognormal para el punto de suministro Santuario.	107
Fig. 50 Distribución Normal para el punto de suministro Callalli.	108
Fig. 51 Distribución Weibull para el punto de suministro Mollendo regulado.	109
Fig. 52 Distribución Normal para el punto de suministro Mollendo libre.	110
Fig. 53 Distribución Beta para el punto de suministro Repartición.	111
Fig. 54 Distribución Beta para el punto de suministro Marcona.	112
Fig. 55 Distribución Triangular para el punto de suministro Socabaya regulados 1-3HP.	113
Fig. 56 Distribución Triangular para el punto de suministro Socabaya regulados 1-3HFP.	114
Fig. 57 Distribución Beta para el punto de suministro Socabaya regulados periodo del día 4 a fin de mes HP.	115
Fig. 58 Distribución Beta para el punto de suministro Socabaya regulados periodo del día 4 a fin de mes HFP.	116
Fig. 59 Distribución Uniforme para el punto de suministro Chilina periodo del día 1 al día 3 HP.	117
Fig. 60 Distribución triangular para el punto de suministro Chilina periodo del día 1 al día 3 HFP.	117
Fig. 61 Distribución beta para el punto de suministro Chilina periodo del día 4 a fin de mes HP..	118

Fig. 62 Distribución uniforme para el punto de suministro Chilina periodo del día 4 a fin de mes HFP.	119
Fig. 63 Distribución beta para el punto de suministro Santuario periodo del día 1 al día 3 HP.....	120
Fig. 64 Distribución triangular para el punto de suministro Santuario periodo del día 1 al día 3 HFP.	120
Fig. 65 Distribución beta para el punto de suministro Santuario periodo del día 4 a fin de mes HP.	121
Fig. 66 Distribución normal para el punto de suministro Santuario periodo del día 4 a fin de mes HFP.	122
Fig. 67 Distribución uniforme para el punto de suministro Callalli para el periodo del día 1 al día 3 HP.	123
Fig. 68 Distribución exponencial para el punto de suministro Callalli para el periodo del día 1 al día 3 HFP.	123
Fig. 69 Distribución normal para el punto de suministro Callalli para el periodo del día 4 a fin de mes HP.	124
Fig. 70 Distribución normal para el punto de suministro Callalli para el periodo del día 4 a fin de mes HFP.	125
Fig. 71 Distribución beta para el punto de suministro Mollendo regulados para el periodo del día 1 al día 3 HP.	126
Fig. 72 Distribución beta para el punto de suministro Mollendo para el periodo del día 1 al día 3 HFP.	126
Fig. 73 Distribución normal para el punto de suministro Mollendo para el periodo del día 4 a fin de mes HP.	127
Fig. 74 Distribución normal para el punto de suministro Mollendo para el periodo del día 4 a fin de mes HFP.	128
Fig. 75 Distribución uniforme para el punto de suministro Repartición para el periodo del día 1 al día 3 HP.	129
Fig. 76 Distribución beta para el punto de suministro Repartición para el periodo del día 1 al día 3 HFP.	129
Fig. 77 Distribución beta para el punto de suministro Repartición para el periodo del día 4 a fin de mes HP.	130
Fig. 78 Distribución normal para el punto de suministro Repartición para el periodo del día 4 a fin de mes HFP.	131
Fig. 79 Distribución uniforme para el punto de suministro Marcona para el periodo del día 1 al día 3 HP.	132
Fig. 80 Distribución beta para el punto de suministro Marcona para el periodo del día 1 al día 3 HFP.	132
Fig. 81 Distribución beta para el punto de suministro Marcona para el periodo del día 4 a fin de mes HP.	133
Fig. 82 Distribución normal para el punto de suministro Marcona para el periodo del día 4 a fin de mes HFP.	134

Fig. 83 Distribución triangular para el punto de suministro Socabaya Libre para el periodo del día 1 al día 3 HP.....	134
Fig. 84 Distribución triangular para el punto de suministro Socabaya Libre para el periodo del día 1 al día 3 HFP.	135
Fig. 85 Distribución normal para el punto de suministro Socabaya Libre para el periodo del día 4 a fin de mes HP.....	136
Fig. 86 Distribución beta para el punto de suministro Socabaya Libre para el periodo del día 4 a fin de mes HFP.....	136
Fig. 87 Distribución uniforme para el punto de suministro Mollendo Libre para el periodo del día 1 al día 3 HP.....	137
Fig. 88 Distribución normal para el punto de suministro Mollendo Libre para el periodo del día 1 al día 3 HFP.	138
Fig. 89 Distribución triangular para el punto de suministro Mollendo Libre para el periodo del día 4 a fin de mes HP.....	138
Fig. 90 Distribución uniforme para el punto de suministro Mollendo Libre para el periodo del día 4 a fin de mes HFP.....	139
Fig. 91 Histograma del costo total de compra de Potencia y Energía estimado por el Modelo de simulación Monte Carlo.....	148
Fig. 92 Comparación entre el modelo MC y el modelo real para el mercado regulado. 1 = Socabaya Regulado, 2 = Chilina, 3 = Santuario, 4 = Callalli, 5= Mollendo Regulado, 6= Repartición y 7 = Marcona.	151
Fig. 93 Comparación entre el modelo MC y el modelo real para el mercado libre. 1 = Socabaya Libre, 2 = Mollendo Libre.	151
Fig. 94 Comparación entre el modelo MC y el modelo real para la energía en el mercado regulado. 1 = Socabaya Regulado, 2 = Chilina, 3 = Santuario, 4 = Callalli, 5= Mollendo Regulado, 6= Repartición y 7 = Marcona.	152
Fig. 95 Gráfico clásico de una serie de tiempo.....	154
Fig. 96 Comparación gráfica entre los métodos de pronóstico empleados para el consumo de potencia para el Mercado Regulado y el Mercado Libre.....	167

INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico en el Perú presenta ciertas particularidades que la hacen compleja en su naturaleza, la cual se refleja en sus procedimientos, ya sea en regulación o en supervisión de los mecanismos que conllevan a la búsqueda de la máxima eficiencia dentro del sector energético, representado por sus principales agentes como son: la generación, transmisión, distribución y comercialización. Uno de estos procesos es la compra de potencia y energía eléctrica, efectuada por las empresas distribuidoras quienes de acuerdo a la normativa eléctrica deben tener un contrato específico con alguna generadora para tener un abastecimiento de potencia y energía eléctrica asegurada para la demanda actual y para la demanda proyectada en un periodo de veinte años, establecido por la normativa vigente, con la finalidad de incentivar la inversión en la construcción de nuevas centrales generadoras de energía eléctrica. Es así que las empresas distribuidoras se vieron obligadas a contratar con las empresas generadoras una determinada potencia eléctrica y al mismo tiempo se vieron obligadas a establecer procedimientos para repartir su consumo total de potencia y energía mensual, entre todas las generadoras con las cuales tiene un contrato de compra definido. Es aquí donde reside un grado alto de complejidad y aleatoriedad inherente en el comportamiento del consumo de las potencias y energías por parte de los clientes finales, quienes de acuerdo a sus costumbres de uso de la energía pueden consumir o no la misma cantidad de energía en un periodo de tiempo determinado. A raíz de esta aleatoriedad se genera un grado de incertidumbre en este proceso que hace que la distribuidora no pueda estimar de forma precisa, el consumo de potencia y energía eléctrica en un mes determinado, esto cuando las mediciones del consumo real no son obtenidas a tiempo o simplemente no son registradas por algún error físico del medidor. En estos casos las distribuidoras promedian de forma empírica los consumos mensuales resultando en una estimación imprecisa que lleva a la distribuidora a tener costos elevados en su proceso de compra, debido a que no aplica una herramienta que pueda tener una mejor estimación de estas mediciones introduciendo la incertidumbre existente en el proceso de compra. De esta forma se plantea la aplicación del modelo de simulación Monte Carlo para poder optimizar la compra de potencia y energía eléctrica al estimar los consumos en un mes base y así alcanzar un costo total óptimo para ese mismo mes.

ABREVIATURAS

AC	Corriente Alterna
COES	Comité de Operación Económica del Sistema
DC	Corriente Directa
EHP	Energía en Horas Punta
EHFP	Energía en Horas Fuera de Punta
FONAFE	El Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado
FR	Factor de Reparto
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GN	Gas Natural
INDECOPI	Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual
MC	Monte Carlo
MINEM	Ministerio de Energía y Minas
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
PB	Precio de Barra
PBI	Producto Bruto Interno
PC	Potencia Coincidente
PCSPT	Peaje Complementario del Sistema Principal de Transmisión
PF	Precio Firme
PROINVERSIÓN	Agencia de Promoción de la Inversión Privada en el Perú
PGN	Precio del Gas Natural
PNG	Precio a Nivel Generación
SEAL	Sociedad Eléctrica del Sur Oeste
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

ABSTRACT

Keywords: Electric energy, Electric power, Monte Carlo (MC), Optimization, Probability distribution, Simulation.

This thesis presents the implementation of the method of Monte Carlo simulation to estimate power electric consumption for the concessionaire of the Arequipa city, optimizing the process of buying power and associated energy applied monthly.

To this end, the probability distributions has been identified (as of 45 random variables) in the points at which the supply becomes effective power and energy at peak times and off-peak hours like are Socabaya, Chilina, Santuario, Callalli, Mollendo, Repartición and Marcona. These probability distributions had obtained based on the actual data you have from the past seven years, estimating the consumption of power and energy for a given month. This estimated electric power is used to calculate the factors of distribution that in turn are used to distribute the estimated electric energy between all generators that providing power supply to distribution company. So, this power, making a total monthly cost of purchase, according to the model of Monte Carlo simulation is simulated thousand times to calculate the expected value and the range in which the total cost of ownership can be moved to a trust level of 95%.

Thus, this thesis shows that you can optimize the costs of the distribution company, to establish a more precise estimate, achieving significant savings that we achieved in applying the empirical method currently used.

RESUMEN

Palabras clave: Distribución de probabilidad, Energía eléctrica, Monte Carlo (MC), Optimización, Potencia eléctrica, Simulación.

El presente trabajo de tesis plantea la implementación del método de la simulación de Monte Carlo para estimar los consumos de potencia eléctrica para la empresa concesionaria de Distribución eléctrica de la ciudad de Arequipa, optimizando el proceso de compra de potencia y de la energía asociada, aplicado mensualmente. Para tal efecto, se identificaron las distribuciones de probabilidad (a partir de 45 variables aleatorias) que presentan los puntos en los cuales se hace efectivo el suministro de potencia y energía en horas punta y en horas fuera de punta, que inyectan las empresas generadoras, con las que se tiene un contrato de compra, al sistema eléctrico de la distribuidora en los puntos de medición de las barras de Socabaya, Chilina, Santuario, Callalli, Mollendo, Repartición y Marcona. Estas distribuciones de probabilidad son obtenidas en base a la data real que se tiene de los últimos siete años, estimando los consumos de potencia y energía para un determinado mes. Esta potencia estimada es usada para calcular los factores de reparto que a su vez son usadas para distribuir la energía estimada entre todas las generadoras que proveen el suministro de potencia y energía a la empresa distribuidora, totalizando así un costo de compra mensual, que de acuerdo al modelo de simulación de Monte Carlo, es simulada mil veces para calcular el valor esperado y el rango en cual el costo total de compra puede moverse a un nivel de confianza del 95%.

De esta forma, el presente trabajo de tesis demuestra que se puede optimizar los costos de la empresa Distribuidora al establecer una estimación mucho más precisa, alcanzando ahorros importantes que nos alcanzados al aplicar el método empírico que se usa actualmente.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1. PRESENTACIÓN

En este capítulo se hace una introducción al proceso de compra de energía y potencia eléctrica, así como en la problemática que motiva el trabajo de tesis y el respectivo contenido que da una visión global del panorama energético y su impacto dentro de la aleatoriedad que se maneja dentro de cada periodo mensual para la compra de energía eléctrica, la que a su vez justifica la aplicación de la simulación de Monte Carlo para cuantificar la incertidumbre de los consumos reales generando beneficios a la empresa de Distribución eléctrica. Además se plantean las justificaciones, objetivos, hipótesis, variables dependientes e independientes y limitaciones que estructuran el presente trabajo.

1.2. INTRODUCCIÓN A LA COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El mercado de energía eléctrica en el Perú se compone principalmente de cuatro agentes importantes, la Generación, la Transmisión, la Distribución y la Comercialización, en dónde la distribución y la comercialización componen un solo ente, conformando así un monopolio natural debido a que el estado peruano para garantizar la inversión y la masificación del libre acceso a la energía eléctrica, concede zonas de concesión en las cuales las empresas distribuidoras comercializan la energía comprada a las generadoras para obtener beneficios que retribuyan los gastos incurridos en la distribución y comercialización de la energía.

En cuanto a la Transmisión ocurre un caso similar a la Distribución y Comercialización, ésta se comporta como un monopolio natural por las mismas razones políticas, sin embargo, el estado peruano a pesar de permitir este monopolio natural tiene influencia directa sobre toda actividad eléctrica regulando y supervisando el ejercicio de estos agentes a través de la

OSINERGMIN (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería) y el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), no obstante en la Generación, no existe un monopolio, teniéndose la mayor cantidad de empresas privadas en esta actividad notándose claramente una libre competencia en la venta de energía eléctrica para satisfacer la demanda de energía actual.

Este modelo de mercado energético empezó a implantarse con más rigor a mediados del año 2009, en el cual el Perú pasó por una crisis energética con amenazas de racionamiento y con un incremento de costos debido a que centrales generadoras a base de combustibles fósiles fueron puestos en operación para cubrir el déficit de oferta, esto motivó al Estado Peruano a delinear mecanismos de promoción de la inversión privada¹ en la construcción de generadores para diversificar el mercado y al mismo tiempo evitar el ahondamiento de la crisis energética que empezaba a vislumbrarse por aquel entonces. De esta forma se comprometieron a las Distribuidoras a establecer contratos de compra de energía eléctrica en licitaciones a largo plazo con precios bases de potencia y energía ofertadas por las generadoras, quienes veían una demanda asegurada haciendo atractivo su interés de inversión en el mercado eléctrico peruano. Así mismo se comprometieron también valores de Potencias Fijas y Variables asociadas al consumo de Energía relativos a cada periodo de facturación tanto para el mercado Regulado (Usuarios cuya potencia contratada es menor a 500kW o cuya potencia se encuentra entre los rangos de 500kW y 2500kW) como para el mercado Libre (Usuarios cuya potencia supera los 2500kW, para el rango de 500kW y 2500kW puede elegir ser libre o regulado). Por su parte, las empresas Distribuidoras están facultadas para establecer contratos bilaterales con condiciones especiales de acuerdo a sus requerimientos para cubrir sus demandas en el mercado regulado y en el mercado libre dentro de sus zonas de concesión.

Estos contratos firmados con los generadores establecen ciertas condiciones de la facturación de la compra de energía como, plazos de entrega de información referida al reparto de la potencia contratada, factores de actualización de los precios base de energía y

¹ Tanto el Ministerio de Energía y Minas, OSINERGMIN y PROINVERSIÓN (Agencia de la Promoción de la Inversión Privada) efectuaron subastas de energía para garantizar la inversión en el mercado eléctrico en Generación y Transmisión, cabe señalar que la mayor parte de empresas Distribuidoras pertenecen al estado peruano dentro del Holding FONAFE (Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado).

las condiciones acerca del traslado de potencia de un punto de suministro a otro, etc., de aquí se desprende que a partir del reparto de potencia se tiene como factor crítico el conocer los consumos reales en cada punto de suministro para poder distribuir de forma óptima las potencias surgidas de los contratos bilaterales a cada punto de suministro, con el fin de cubrir las demandas reales en cada periodo de compra sin incurrir en demoras de entrega de esta información a los generadores, tal y como se estipula en los contratos.

Es por ello que las empresas Distribuidoras de energía eléctrica deben tener un especial cuidado al obtener los factores de reparto pues el no tener claro cuanta potencia se ha consumido en un determinado periodo haría que se efectúe un mal reparto que elevaría los costos e incluso podría ser objeto a sanción por el retiro de potencia no contratada del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)².

Uno de los principales motivos de la elaboración de esta tesis es precisamente la cuantificación de la incertidumbre al momento de efectuar el reparto de las potencias contratadas estimando bajo la simulación de Montecarlo los consumos en cada punto de suministro como herramienta de respuesta al riesgo de no tener los consumos reales antes de los plazos determinados en los contratos.

Como se verá a lo largo de esta tesis, la incertidumbre para la compra de energía eléctrica por parte de las Distribuidoras se hace crítica debido a que se tiene una elevada aleatoriedad en cuanto a los consumos mensuales tanto en los puntos de suministro del mercado regulado como en los puntos de suministro del mercado libre, por lo cual, el establecimiento de distribuciones de probabilidad para la cuantificación de esta incertidumbre bajo el modelo Montecarlo sería una herramienta útil para estimar los consumos de energía y potencia mensuales con la finalidad de no incumplir los plazos de entrega de los factores de reparto, optimizando la compra de energía al establecer una buena distribución de las potencias contratadas por la Distribuidora de energía eléctrica.

² Debido a que el sistema eléctrico se encuentra interconectado se puede asumir que la producción de energía eléctrica entra en un solo bloque en el cual el retiro de esta energía por parte de las distribuidoras para su comercialización, debe hacerse bajo contratos previamente establecidos, de incurrirse en un retiro sin contrato el COES (Comité de Operación Económica del Sistema) valoriza esta energía a precios spot (referido al mayor costo de producción de energía durante el periodo de consumo, normalmente relacionada a la central eléctrica en operación más cara), encareciendo el costo de compra de energía.

1.3. ESTADO DEL ARTE

La Simulación de Monte Carlo es una herramienta ampliamente usada dentro del campo de las ciencias e ingenierías, aplicada de diversas formas en la cuantificación de riesgos e incertidumbres tanto para usos financieros (Delgado, 2007) como para interpretaciones de valores más probables dentro de la medicina (González, 2010). Es así que desde sus inicios esta teoría aplicada inicialmente en objetivos bélicos (Segunda Guerra Mundial), llega a tener un valor especial por la precisión en sus estimaciones. Los orígenes de esta técnica están ligados al trabajo desarrollado por Von Neumann y Stan Ulam en los albores del año 1940 dentro de las instalaciones del laboratorio de Los Álamos - EEUU, cuando investigaban acerca de los movimientos aleatorios de los neutrones, notándose buenos resultados que derivaron en una extensión de la teoría a la solución de diversos problemas que por su complejidad demandaban soluciones más innovadoras (Rubio, 1997), (Ruíz, 2007).

En el campo de la energía, los trabajos desarrollados bajo esta teoría no son muchos, teniéndose trabajos ligados sólo a la parte financiera dentro de trabajos de valuación de empresas de distribución de energía eléctrica (Alfredo Mendiola, 2011), así como en los análisis de riesgos en proyectos de inversión en el sector energético (Mónica A. Arango Arango, 2013). No obstante, también existen trabajos interesantes en los que se controlan proyectos basados en la aleatoriedad de la duración en la ejecución de las mismas (JUAN ANTONIO CAÑAS MADUEÑO, 2010) y otros trabajos en los que se cuantifica la incertidumbre en los precios de venta de energía para analizar la viabilidad de proyectos de cogeneración de energía eléctrica (CARLOS ANDRÉS NÚÑEZ VIVEROS, 2011). En otras palabras, la simulación de Monte Carlo se encuentra presente en todos aquellos trabajos en los que el comportamiento aleatorio y probabilístico se hace fundamental. Sin embargo, para la estimación de consumos de energía y potencia eléctrica que presentan estas características (aleatoriedad y probabilismo) prácticamente no se tienen trabajos de investigación aplicados a casos reales que cuantifiquen la incertidumbre en los procesos de compra de energía, por lo que se hace énfasis en el valor del aporte que se tendría a través de este trabajo de tesis.

1.4. PROBLEMÁTICA

Como se ha ido indicando, la compra de energía representa un complicado proceso que involucra varios factores, entre ellos, las potencias eléctricas en MW (Megavatios) de los contratos de licitación a largo plazo y las potencias eléctricas en MW de los contratos bilaterales a corto plazo, celebradas según requerimientos propios de las empresas de distribución. No obstante, la distribución de estas potencias y sus energías asociadas dentro del mercado regulado como del mercado libre, para cada periodo de compra, no es precisa, debido principalmente a que la información de los consumos reales, en cada punto de suministro, es desconocida en la gran mayoría de las veces. Por lo tanto, esta forma de hacer las distribuciones de potencias eléctricas para la obtención de los factores de reparto, es imprecisa, teniendo matices empíricos que generan costos que no son vistos claramente debido a la inherente complejidad que el proceso de compra de energía involucra en sí misma. Es por ello que el establecer una herramienta que ayude a optimizar este proceso se hace necesaria por los beneficios que se podrían alcanzar al mantener una metodología que cuantifique las incertidumbres y minimice los riesgos que también se generan dentro la compra de energía eléctrica.

1.5. JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO

Debido a la importancia del sector eléctrico como uno de los pilares que sostienen el crecimiento económico en el Perú y como aporte a la actividad de Distribución y Comercialización de energía eléctrica, este trabajo se sustenta en la obtención de una herramienta que optimice los costos y al mismo tiempo sirva de base para el establecimiento de estrategias que hagan competitivas a las empresas de Distribución de Energía Eléctrica, estimando de acuerdo a entradas aleatorias las potencias eléctricas consumidas en los procesos de compra de potencia y energía eléctrica con el fin de aumentar el Margen Comercial de estas empresas al final de cada periodo.

1.6. OBJETIVOS

A continuación se muestran los objetivos del trabajo.

1.6.1. Objetivo general

- Implementar el método de simulación de Monte Carlo para optimizar el proceso de compra de potencia y energía eléctrica para la empresa concesionaria de Distribución eléctrica de la ciudad de Arequipa.

1.6.2. Objetivos específicos

- Optimizar el proceso de compra de energía eléctrica de la empresa de distribución concesionaria.
- Identificar las distribuciones de probabilidad del consumo de energía eléctrica en cada punto de suministro.
- Analizar y evaluar los beneficios de la aplicación de la simulación de Montecarlo en el proceso de compra de energía eléctrica.
- Describir la importancia de la cuantificación de la incertidumbre dentro de la actividad del sector eléctrico en el Perú.

1.7. HIPÓTESIS

1.7.1. Hipótesis general

- Debido a la elevada aleatoriedad existente en los consumos de Potencia eléctrica, la implementación del método de simulación de Montecarlo podría ser factible en el proceso de compra de energía eléctrica para la empresa concesionaria de distribución eléctrica de la ciudad de Arequipa.

1.7.2. Hipótesis específicas

- La implementación de la simulación de Montecarlo optimizaría el proceso de compra de energía y potencia eléctrica para la empresa concesionaria.
- En base a la data histórica obtenida se podría identificar las distribuciones de probabilidad del consumo de energía y potencia eléctrica, para cada punto de suministro.
- Los beneficios obtenidos de la aplicación del modelo de simulación de Montecarlo podrían ser evaluados y analizados en base a los montos facturados por cada punto de suministro.
- Se podría plantear la importancia que implica la cuantificación de la incertidumbre debido a la alta aleatoriedad que define a cada actividad dentro del sector eléctrico en el Perú.

1.8. VARIABLES

1.8.1. Variables dependientes

- Los factores de reparto mensual obtenidos de la estimación de las potencias eléctricas consumidas.
- El costo total de la compra mensual de potencia y energía a los generadores de energía eléctrica.

1.8.2. Variables independientes

- El consumo aleatorio de las potencias y energías eléctricas estimadas en cada punto de suministro a partir de la identificación de sus distribuciones de probabilidad.

1.9. VIABILIDAD DEL TRABAJO Y METODOLOGÍA EMPLEADA

1.9.1. Viabilidad

- Respecto a la viabilidad del trabajo, se puede indicar que se cuenta con información real y data histórica de consumos de potencia y energía en cada punto de suministro por un periodo de tiempo de siete años, por lo que la identificación de las distribuciones de probabilidad para la simulación de Montecarlo y el análisis de los beneficios del mismo comparando los valores estimados y los valores reales se hace viable de demostrar.

1.9.2. Metodología

- Por la naturaleza del trabajo y por su enfoque, este trabajo es del tipo Cuantitativo-Descriptivo, pues se llevan a cabo cuantificaciones de consumo de energía eléctrica y de incertidumbres a partir de datos reales, describiéndose el procedimiento de compra de energía y el importante papel del sector eléctrico en el Perú.

1.10. LIMITACIONES Y EXCLUSIONES

Este trabajo de tesis está limitado por las normas legales y políticas que rigen los procesos de compra de energía para las empresas distribuidoras, así como el análisis financiero de la empresa concesionaria y los costos que no intervengan en la compra de energía y lo referente al análisis de precios de venta de energía, ya que este tema debería ser abordado como un trabajo de análisis diferente tomando en cuenta diversos factores que intervienen en la misma.

CAPÍTULO II

MARCO CONCEPTUAL

2.1. INTRODUCCIÓN A LA TEORÍA DE MONTE CARLO

El método de Monte Carlo es una técnica de análisis numérico que se basa en el uso de secuencias de números aleatorios para muestrear los valores de las variables de probabilidad de un problema determinado. En efecto, con mucha frecuencia el número de estados posibles del sistema es tan elevado que hace imposible calcular valores promedio sumando sobre todos los estados, porque se opta por tomar una muestra y estimar los valores promedio a partir de ella. Los valores muestreados se obtienen a partir de las distribuciones de probabilidad de cada variable. La solución al problema planteado se estima analizando los valores de la muestra a través de métodos estadísticos.

Si bien el nombre de "Método Monte Carlo" es relativamente reciente y fue acuñado por John von Neumann y Stanislaw Ulam cuando trabajaban en el proyecto Manhattan durante la segunda guerra mundial, la idea del cálculo Monte Carlo es mucho más antigua que la aparición de los computadores y era conocido anteriormente por el nombre de "muestreo estadístico", cuando los cálculos aún se realizaban con papel y lápiz.

La simulación es, por otra parte, una manera económica y útil de experimentación. En muchas ocasiones, el científico o el técnico se encuentran con sistemas reales cuyo funcionamiento desea controlar o mejorar. Un método habitual para alcanzar esos objetivos consiste en experimentar con el sistema real, si ello es posible, e intentar utilizar los resultados de la experimentación para conocer y mejorar el funcionamiento del sistema. En muchas ocasiones, sin embargo, tal experimentación es imposible o, aun siendo posible, éticamente delicada, por ejemplo en Biología, o muy costosa, siendo conveniente disponer de algún método alternativo para ampliar el conocimiento del sistema real. Dos son las posibilidades (Fig.1). Construir físicamente un prototipo, versión simplificada del sistema real, o crear un modelo lógico-matemático que describa mediante un conjunto de ecuaciones, las relaciones básicas entre los

principales elementos del sistema, para experimentar con ellos y no con el sistema. La simulación hace referencia en este escenario a la experimentación con el modelo, sobre todo cuando, como suele ser general, no son suficientes los procedimientos analíticos y numéricos para su estudio, ya que el modelo incluye términos de ruido o perturbaciones aleatorias que son esenciales en el mismo, pues sintetizan el reconocimiento de que el modelo es sólo una aproximación del sistema real.

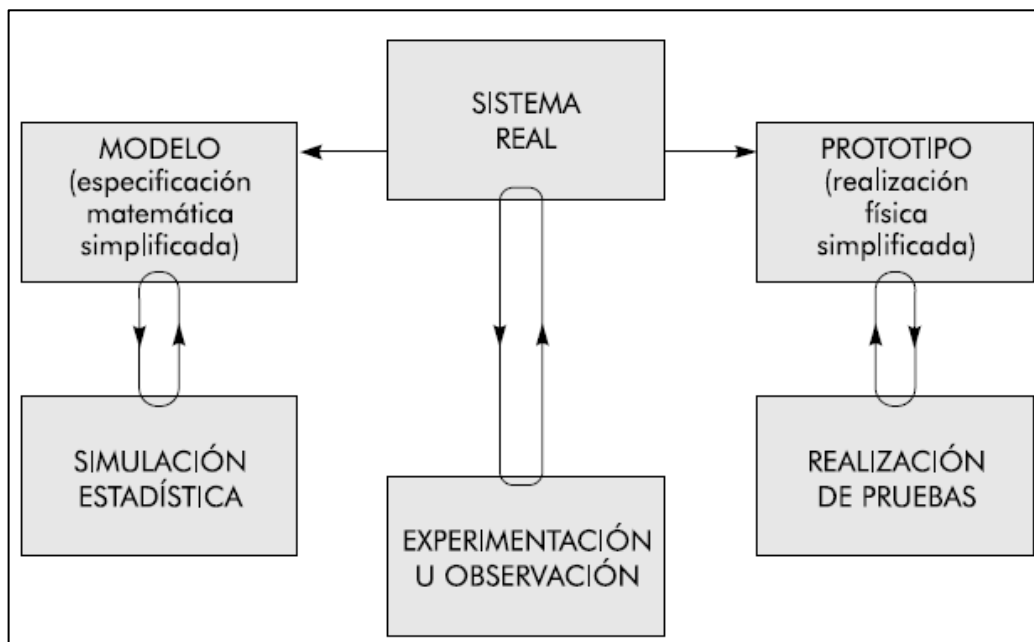


Fig.1 Alternativas de experimentación.

Fuente: MONTE CARLO (Agüí, 2010)

La Fig.2 muestra de forma esquemática el funcionamiento de un modelo de un determinado sistema real. Existen unas entradas, tanto estocásticas como deterministas, y unas salidas. El proceso de conversión de las entradas en salidas no es una caja negra “black box” como sería si en ese mismo tipo de figura se describiese el sistema real o incluso un prototipo del mismo. Por definición, las ecuaciones constitutivas del modelo son conocidas, de modo que el proceso interno de transformación de las variables de entrada en variables de salida es conocido y fijo una vez construido el modelo, y generalmente establecido en forma de algoritmo.

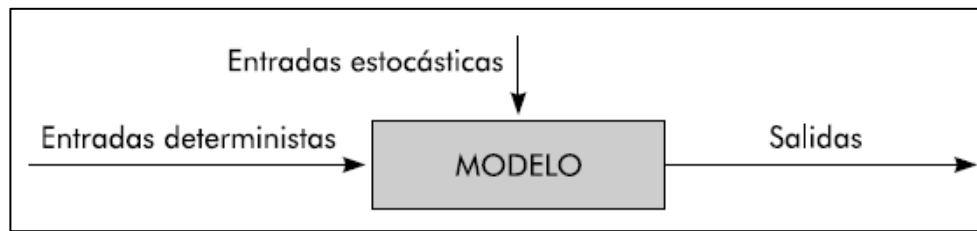


Fig.2 Representación esquemática de las ecuaciones lógico-matemáticas y relaciones que constituyen el modelo.

Fuente: MONTE CARLO (Agüí, 2010)

La simulación consiste en la observación y explotación de resultados que sigue a un plan estructurado de aplicación extensa del modelo. El analista hace variar de forma ordenada las entradas del modelo y obtiene como respuesta un gran número de salidas u observaciones artificiales que analiza estadísticamente para extraer conclusiones del propio modelo y extrapolarlas al sistema real para prever su comportamiento.

Los procedimientos o experimentos de simulación pueden diferir dependiendo de si el conjunto de salidas u observaciones potenciales es discreto o continuo. Además, dichas observaciones pueden ser estáticas o dinámicas, y en este último caso como función continua o discreta del tiempo. Por otro lado, las medidas del comportamiento del sistema también pueden variar enormemente según el modelo.

Con tal abanico de posibilidades no es fácil al principio realizar una taxonomía de los procesos de simulación. Sin embargo, la mayoría de los experimentos de simulación, una vez construido el modelo que simplifica el sistema real, se pueden adaptar al siguiente esquema.

- Obtención de observaciones básicas de una fuente de números aleatorios.
- Transformación de las observaciones básicas en entradas al modelo, según las especificaciones del mismo para las entradas estocásticas y deterministas.
- Transformación de las entradas, deterministas y estocásticas, en salidas.
- Estimación de las medidas o pautas de comportamiento del sistema mediante el análisis estadístico de las salidas del modelo.

2.1.1. Revisión de probabilidades

Históricamente se han desarrollado tres diferentes enfoques conceptuales para definir la probabilidad y para determinar valores de probabilidad: el clásico, el de frecuencia relativa y el subjetivo. De acuerdo con el enfoque clásico de la probabilidad, si $N(A)$ resultados elementales posibles son favorables en el evento A , y existe $N(S)$ posibles resultados en el espacio muestral y todos los resultados elementales son igualmente probables y mutuamente excluyentes; entonces, la probabilidad de que ocurra el evento A es:

$$P(A) = \frac{N(A)}{N(S)} \quad (2.1)$$

Obsérvese que el enfoque clásico de la probabilidad se basa en la suposición de que cada uno de los resultados es igualmente probable. Debido a que este enfoque (cuando es aplicable) permite determinar los valores de probabilidad antes de observar cualesquiera eventos muestrales, también se le denomina enfoque a priori.

A través del enfoque de frecuencia relativa, se determina la probabilidad con base en la proporción de veces que ocurre un resultado favorable en un determinado número de observaciones o experimentos. No hay implícita ninguna suposición previa de igualdad de probabilidades. Debido a que para determinar los valores de probabilidad se requiere de la observación y de la recopilación de datos, a este enfoque se le denomina también enfoque empírico. La probabilidad de que ocurra un evento A , de acuerdo con el enfoque de frecuencia relativa es:

$$P(A) = \frac{\text{Número de observaciones de } A}{\text{Tamaño de la muestra}} \quad (2.2)$$

Tanto el enfoque clásico como el de frecuencia relativa producen valores de probabilidad objetivos, en el sentido de que señalan la tasa relativa de ocurrencia del evento a largo plazo. Por el contrario, el enfoque subjetivo a la probabilidad es particularmente apropiado cuando sólo existe una probabilidad de que el evento ocurra, y se da el caso de que ocurra o no esa única vez. De acuerdo con el enfoque subjetivo, la probabilidad de un evento es el grado de confianza que una persona tiene en que el

evento ocurra, con base en toda la evidencia que tiene disponible. Debido a que el valor de la probabilidad es un juicio personal, al enfoque subjetivo se le denomina también enfoque personalista (Leonard Kazmier, 1991). El desarrollo de este enfoque de la probabilidad ha sido relativamente reciente y tiene relación con el análisis bayesiano de decisión.

2.1.2. Distribuciones de Probabilidad

Una distribución de probabilidad indica toda la gama de valores que pueden representarse como resultado de un experimento si éste se llevase a cabo. Es decir, describe la probabilidad de que un evento se realice en el futuro, constituye una herramienta fundamental para la prospectiva, puesto que se puede diseñar un escenario de acontecimientos futuros considerando las tendencias actuales de diversos fenómenos naturales. Toda distribución de probabilidad es generada por una variable (porque puede tomar diferentes valores) aleatoria x (porque el valor tomado es totalmente al azar), y puede ser de dos tipos:

- Variable aleatoria discreta (x). Porque solo puede tomar valores enteros y un número finito de ellos. Por ejemplo:

$X \rightarrow$ Variable que define el número de alumnos aprobados en la materia de probabilidad en un grupo de 40 alumnos (1, 2, 3... ó los 40).

Propiedades:

- ✓ $0 \leq p(x_i) \leq 1$ Las probabilidades asociadas a cada uno de los valores que toma x deben ser mayores o iguales a cero y menores o iguales a 1.
- ✓ $\sum p(x_i) = 1$ La sumatoria de las probabilidades asociadas a cada uno de los valores que toma x debe ser igual a 1.

- Variable aleatoria continua (x). Porque puede tomar tanto valores enteros como fraccionarios y un número infinito de ellos dentro de un mismo intervalo.

Por ejemplo:

$X \rightarrow$ Variable que define la concentración en gramos de plata de algunas muestras de mineral (14.8 gr., 12.1, 42.3, 15.0, 18.4, 19.0, 21.0, 20.8, ..., ∞).

Propiedades:

- $p(x) \geq 0$ Las probabilidades asociadas a cada uno de los valores que toma x deben ser mayores o iguales a cero. Dicho de otra forma, la función de densidad de probabilidad deberá tomar solo valores mayores o iguales a cero.
- El área definida bajo la función de densidad de probabilidad deberá ser de 1.

Dentro de las principales distribuciones de probabilidad citaremos a las siguientes:

a. Distribución Normal

Una variable aleatoria continua, X , sigue una distribución normal de media μ y desviación típica σ , y se designa por $N(\mu, \sigma)$, si se cumplen las siguientes condiciones:

- La variable puede tomar cualquier valor: $(-\infty, +\infty)$.
- La función de densidad, es la expresión en términos de ecuación matemática de la curva de Gauss.

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (2.3)$$

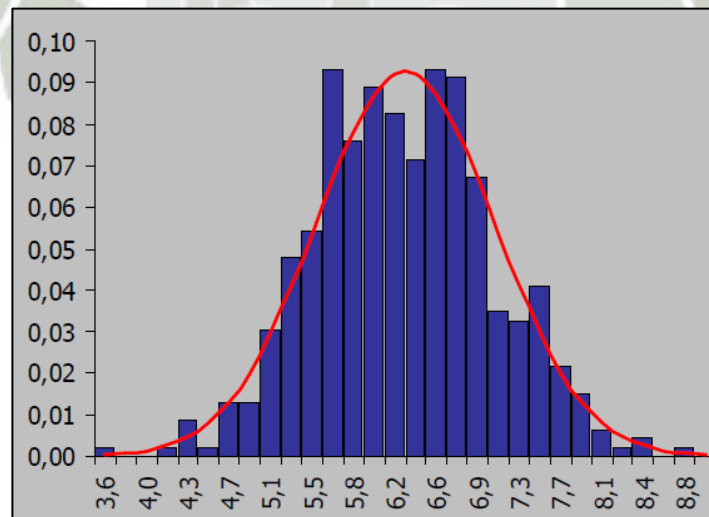


Fig. 3 Distribución Normal.

Fuente: UOC (Rafael García Martín, 2010)

b. Distribución Triangular

Su uso es como aproximación a la modelización de una magnitud aleatoria de la que no se cuenta con datos y únicamente puede aventurarse un mínimo y máximo absolutos y un valor modal.

La notación habitual es $X \sim \text{Tri}(a, b, c)$, el parámetro “a” es de posición mientras que “b” es de forma y c es parámetro de escala: $(a \leq b \leq c)$ y $(a \leq X \leq c)$.

$$F(x) = \begin{cases} \frac{(x-a)^2}{(b-a)(c-a)} & a \leq x \leq b \\ 1 - \frac{(b-x)^2}{(b-a)(b-c)} & b < x \leq c \end{cases} \quad (2.4)$$

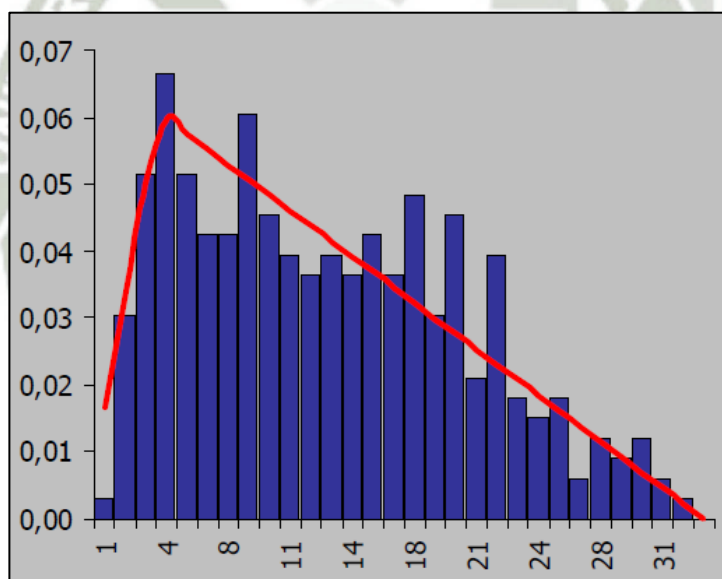


Fig. 4 Distribución Triangular.

Fuente: UOC (Rafael García Martín, 2010)

c. Distribución de Weibull

Se trata de una distribución de valores positivos desarrollada (por Walladi Weibull) para explicar la duración aleatoria - el tiempo de vida o de funcionamiento - de cualquier dispositivo, natural o no, si éste pasa por una primera fase de gran mortalidad (mortalidad infantil o defectos de fabricación) una fase intermedia con muy poca probabilidad de fallo (periodo adulto o periodo útil de servicio) y una fase final en la que la probabilidad de fallo (de avería o de muerte) aumenta rápidamente. La notación habitual es $X \sim \text{Wei}(\alpha, \beta)$ o bien $X \sim \text{Weibull}(\alpha, \beta)$, el parámetro α ($\alpha > 0$) es de escala mientras que β es el parámetro de forma ($\beta > 0$).

$$F(x) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{\beta}\right)^\alpha} \quad (2.5)$$

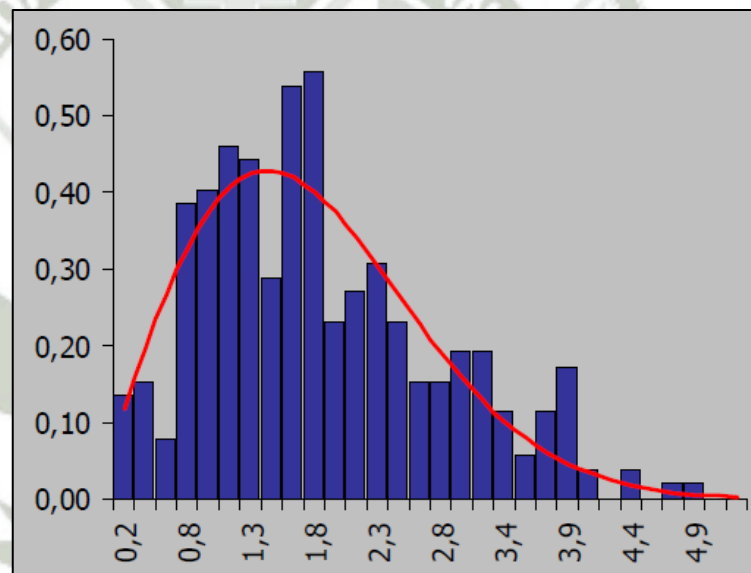


Fig. 5 Distribución de Weibull.

Fuente: UOC (Rafael García Martín, 2010)

d. Distribución LogNormal

De la misma manera que la suma de un número (suficiente) de variables aleatorias positivas se distribuye de forma normal, el producto de un número (suficiente) de variables aleatorias positivas se distribuye de forma log-normal. Así, numerosas magnitudes en las que en vez de la adición está presente el producto, se modelizan a través de esta distribución; por ejemplo la evolución de los precios P_t de un determinado producto puede modelizarse de la forma siguiente:

$$P_t = P_0 * e^{\left(u - \frac{\sigma^2}{2}\right)t + \varepsilon\sigma\sqrt{t}} \quad (2.6)$$

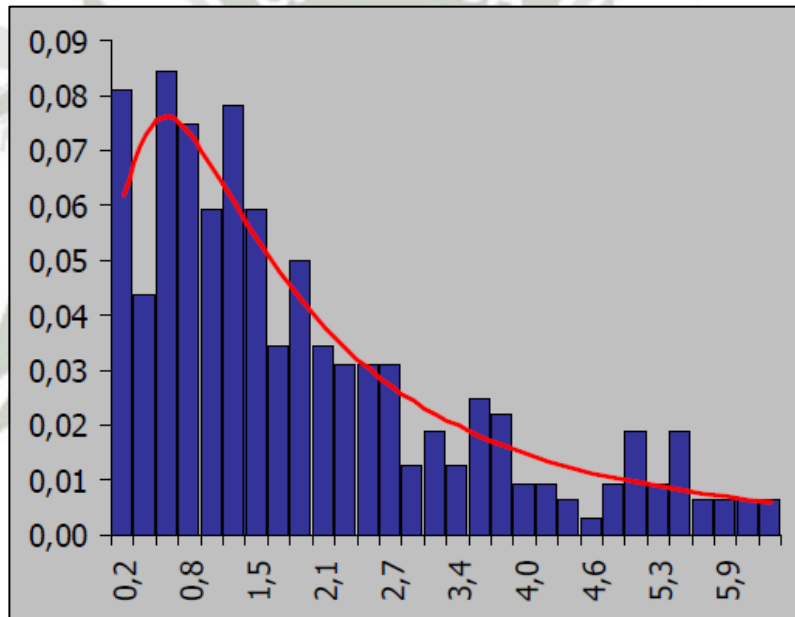


Fig. 6 Distribución LogNormal.

Fuente: UOC (Rafael García Martín, 2010)

2.2. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA DEL MÉTODO DE MONTE CARLO

El nombre de Monte Carlo sugiere ideas relacionadas con los juegos de azar. En efecto, esta técnica puede resultar muy adecuada para resolver problemas de naturaleza aleatoria, como

por ejemplo calcular la probabilidad de ganar o perder en una partida de cartas. Pensemos en el juego del solitario: si podemos establecer unas reglas lógicas de juego para cualquier situación que se pueda dar en el transcurso de una partida, podremos simular el desarrollo de una partida cualquiera; si repartimos las cartas de una forma aleatoria (siguiendo una distribución de probabilidad uniforme), y repetimos el experimento muchas veces, podremos encontrar la probabilidad de que una partida cualquiera termine en éxito, simplemente contando el número de veces que se gana o se pierde. Suponiendo que en cada partida apostamos una cantidad de dinero determinada, podremos saber cuánto vamos a ganar o perder "en término medio" en una serie de partidas. Y como el número de éstas es limitado, el método de Monte Carlo también nos dirá con qué desviación respecto a ese valor medio, desviación que será tanto mayor cuanto menor sea el número de partidas jugadas.

Veamos un ejemplo de aplicación del método a un problema determinístico. Supongamos que queremos calcular el área S que subtiende una función $g(x)$ sobre el eje horizontal X , entre dos rectas verticales $x=a$, $x=b$ (Fig.7.).

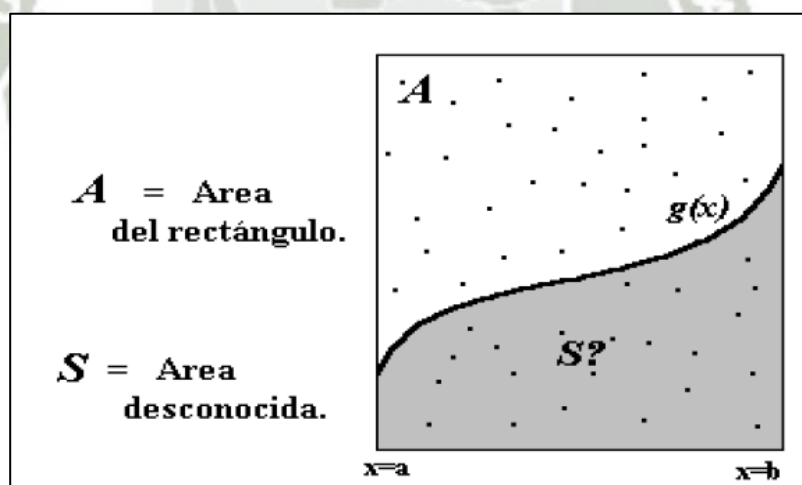


Fig. 7 Integración por el método de Monte Carlo. Los puntos aleatorios son elegidos dentro del área A de valor conocido.

Fuente: Javier Gine Rubio (Rubio, 1997)

Estamos buscando el valor de la integral definida:

$$S = \int_a^b g(x)dx \quad (2.7)$$

Que sería la solución analítica, completamente exacta, a nuestro problema. Desgraciadamente no siempre existe tal solución analítica, y es en esos casos cuando debemos acudir a métodos numéricos para obtener valores aproximados de la solución buscada. La integración a través del método de Monte Carlo consiste en elegir una región del plano de área conocida A que incluya el área de estudio S . Por ejemplo, elegimos un rectángulo (Fig.7), y sobre él lanzamos N_A puntos aleatorios elegidos según una distribución uniforme. Una parte de ellos, N_S , quedarán por debajo de la curva de la función, impactando en S . Así, el área buscada S , puede aproximarse a través de la fracción de puntos aleatorios que quedaron debajo de $g(x)$ multiplicada por el área total A :

$$S \approx \frac{N_S}{N_A} A \quad (2.8)$$

La exactitud del valor obtenido, para una región fijada A , será mayor cuanto mayor sea el número de puntos lanzados N_A .

Una manera muy adecuada de operar para un valor de N_A dado, consistiría en repetir el experimento de Monte Carlo varias veces y sobre los resultados obtenidos en cada caso presentar el valor medio de S acompañado de su correspondiente desviación típica.

Otra posibilidad consiste en ir aumentando el número de puntos aleatorios y detenerse cuando la diferencia porcentual entre un estadio y el anterior sea menor que un nivel de precisión predeterminado. Estas ideas, ya presentes hace una par de siglos³, alcanzaron un enorme impacto en las investigaciones de física nuclear en la década de los años cuarenta; sin embargo, ha sido preciso esperar a que se produjera el desarrollo de las técnicas de computación por ordenador para que investigadores de otros campos científicos se hayan planteado su aplicación en los mismos. La técnica de resolución de integrales que hemos visto

³ En 1777, Comte de Buffon describió el siguiente experimento: una aguja de longitud L se lanza aleatoriamente sobre un plano horizontal rayado con líneas rectas a una distancia $d < L$ entre ellas, ¿cuál es la probabilidad P de que la aguja interseque a alguna de tales líneas? Mediante simulación obtuvo $P = 2L/\pi d$. Algunos años después Laplace sugirió que esta idea podría servir para encontrar el valor de π .

en el ejemplo anterior también recibe el nombre de "resolución por cuadratura". Es un caso particular de una forma más general de abordar el problema que consiste en promediar una función cuya variable independiente sigue una distribución de probabilidad determinada.

Por ejemplo, para resolver la integral anterior podríamos haber utilizado la siguiente estrategia: el área buscada S es el producto de $b-a$ (base del área de estudio) por la altura media de la figura, el valor medio o valor esperado de $g(x)$, $E[g(x)]$.

En consecuencia, podemos escribir:

$$S = (b - a)E[g(x)] = (b - a) \int_a^b g(x)f(x)dx \quad (2.9)$$

Dónde:

$$f(x) = \begin{cases} \frac{1}{b-a} & \text{si } a \leq x \leq b \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (2.10)$$

De manera que podemos considerar x como una variable aleatoria que sigue una distribución de probabilidad uniforme $f(x)$ en el intervalo $[a, b]$. De esta manera, para resolver la integral en el campo discreto, podemos tomar N valores equiprobables x_i en los que evaluamos la función $g(x)$. El valor medio de $g(x)$ para la muestra elegida es la media aritmética de los $g(x_i)$:

$$S \approx (b - a)G_N \quad (2.11)$$

Siendo:

$$G_N = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N g(x_i) \quad (2.12)$$

De un modo más general, supongamos que queremos evaluar un hiper-volumen W contenido en otro mayor V . Esto equivale a integrar sobre todo el espacio definido por V pero contando sólo aquellos puntos x que quedan dentro de W , donde x es un vector n -dimensional.

Si definimos la siguiente función escalar $g(x)$:

$$g(x) = \begin{cases} V & \text{si } x \text{ está incluido en } W \\ 0 & \text{en caso contrario} \end{cases} \quad (2.13)$$

y una función de densidad de distribución uniforme $f(x)$:

$$f(x) = \begin{cases} \frac{1}{V} & \text{si } x \text{ está incluido en } V \\ 0 & \text{en caso contrario} \end{cases} \quad (2.14)$$

Que vemos que cumple las propiedades:

$$f(x) \geq 0, \int_V f(x) dx = 1 \quad (2.15)$$

Entonces el valor medio de $g(x)$ según $f(x)$ es W :

$$\langle g(x) \rangle = \int_V g(x) f(x) dx = \frac{1}{V} \int_W V dx = W \quad (2.16)$$

Ya tenemos identificada la integral general que queremos resolver, incluso queda claro que puede interpretarse como el valor medio de una función. Además, esta función tendrá una varianza determinada. A continuación vamos a concretar, ya en el campo discreto, cuáles serán los "estimadores muestrales" de la media y la varianza.

2.2.1. Estimador de media muestral

La anterior expresión puede evaluarse de la siguiente forma: tomar una serie de N variables aleatorias X_1, X_2, \dots, X_N desde $f(x)$, es decir, una muestra que sigue la distribución de probabilidad $f(x)$, y evaluar la anterior integral como un sumatorio:

$$G_N = \sum_{i=1}^N g(x_i) f(x_i) \Delta x_i = \frac{1}{V} \sum_{i=1}^N g(x_i) \Delta x_i = \frac{1}{V} \sum_{i=1}^N g(x_i) \frac{V}{N} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N g(x_i) \quad (2.17)$$

La varianza de G_N nos informará del intervalo de error que afecta a este estimador. Veamos cuál es su valor:

$$Var[G_N] = Var \left[\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N g(x_i) \right] = \frac{1}{N^2} \sum_{i=1}^N Var[g(x_i)] = \frac{Var[g(x)]}{N} \quad (2.18)$$

Es decir:

$$Var[G_N] = \frac{\sigma^2}{N} \quad (2.19)$$

Así, a medida que N , el número de muestras de x , aumenta, la varianza del valor medio G_N disminuye como $1/N$. La aplicación del método de Monte Carlo para la evaluación de integrales se basa en este hecho.

2.2.2. Convergencia del método

Hemos visto que el método que estamos estudiando disminuye la varianza de la estimación (es decir, su error), al mismo ritmo que la raíz cuadrada de N , el número de puntos del muestreo. En esencia, cada nuevo punto muestreado se añade linealmente a una suma que será la función promedio, y también linealmente a una suma de cuadrados que será la varianza. El error estimado vendrá dado por la raíz cuadrada de esta varianza:

$$Var[G_N] = \frac{\sigma^2}{N}, \text{ error} = \frac{\sigma}{\sqrt{N}} \quad (2.20)$$

De cualquier modo, este tipo de convergencia con la raíz cuadrada no es inevitable. El principal contraejemplo se basa en utilizar unos puntos de muestreo tales que queden en una red cartesiana, eligiendo cada uno de ellos una sola vez, en cualquier orden. El método de Monte Carlo entraría ahora en un esquema de cuadratura determinística, cuyo error decrece al menos tan rápido como N^{-1} (incluso más rápido si la función tiende a cero suavemente en los contornos de la región de estudio, o es periódica en dicha región). El problema que se plantea con una selección de este tipo (una rejilla) consiste en la necesidad de tener que decidir a priori, cuán fina será la rejilla, cuál será el número N de puntos a estudiar. Además, estamos obligados a completar todos los puntos del muestreo. Con una rejilla no es conveniente seguir el recurso de "promediar hasta" que se alcance un cierto criterio de convergencia o de finalización.

Es interesante dejar planteada esta cuestión para poder tener en cuenta que existen esquemas intermedios entre muestreos totalmente aleatorios, y muestreos totalmente determinísticos. En este sentido mencionar las secuencias de números cuasi-aleatorios, como las secuencias de Sobol (PRESS, 1992) que son secuencias de valores aleatorios de una longitud determinada N ,

pero que tienen la interesante propiedad de distribuirse a lo largo de un espacio N-dimensional de una manera más uniforme que simples números aleatorios no correlacionados.

2.3. PRINCIPIOS DE LA SIMULACIÓN DE MONTE CARLO

Dentro del contexto general de los procesos de simulación que acaba de ser expuesto, los métodos calificados de “Monte Carlo” inciden en la última fase del esquema general de los experimentos de simulación, constituyendo unos métodos de estimación bastante potentes de parámetros de interés del sistema real. Para llevar a cabo esa estimación el método de Monte Carlo explota ampliamente la analogía entre probabilidad y volumen. La Estadística Matemática formaliza la noción intuitiva de probabilidad de un suceso identificándola con su volumen o medida relativa en relación con el del universo de posibles resultados de un experimento aleatorio. El método de Monte Carlo utiliza esa identificación en la dirección opuesta, es decir calculando el “volumen” de un conjunto e interpretando dicho volumen como una probabilidad. En el caso más simple eso significa llevar a cabo un muestreo aleatorio del universo de resultados posibles, hacer el recuento de los resultados que pertenecen a un determinado conjunto, calcular la fracción de los resultados pertenecientes a dicho conjunto con respecto al número total de resultados generados, y tomar dicha fracción como una estimación del volumen de dicho conjunto. Dentro de unas hipótesis bastante generales, la ley de los grandes números nos asegura que esa estimación converge al verdadero valor del volumen del conjunto a medida que aumenta el número de resultados generados artificialmente. Además, y de forma crucial, el teorema central del límite facilita información sobre la magnitud del error de estimación cuando el tamaño de la muestra generada es finito, como por otra parte siempre va a suceder.

2.4. VARIABLES ALEATORIAS

2.4.1. Generación de variables aleatorias

a. Generación de variables aleatorias normales

La habilidad de generar variables aleatorias uniformes en el intervalo $[0,1]$ es de importancia fundamental porque generalmente son la base para generar otras variables aleatorias. A las variables aleatorias uniformes en el intervalo de $[0,1]$ se les llama números aleatorios. Los números aleatorios presentan diversas características que debemos tener en cuenta. Estos deben ser:

- Uniformemente distribuidos
- Estadísticamente independientes
- Reproducibles
- De periodo largo, es decir que se generen la mayor cantidad.
- Generados a través de un método rápido.
- Generados a través de un método que no requiera mucha capacidad de almacenamiento de computadora.

El método congruencial lineal produce una secuencia de enteros, Z_1, Z_2, \dots , entre cero y $m-1$, conforme a la siguiente relación recursiva:

$$Z_i = (aZ_{i-1} + c) \bmod m \quad (2.21)$$

Dónde m , a , c y Z_0 son números enteros no negativos. Decimos que Z_0 es la semilla, “ a ” el multiplicador, “ c ” el incremento y “ m ” el módulo.

Para generar los números pseudo aleatorios U_1, \dots, U_n, \dots , hacemos que $U_i = Z_i / m$. Podemos notar que $U_i \in (0,1)$ para todo i .

b. Generación de variables aleatorias univariadas

Existen varios métodos para generar variables aleatorias univariadas. Los tres métodos principales son: el método de la transformada inversa, el método de aceptación-rechazo y el método de la composición (en esta tesis solo trataremos los dos primeros). Para todos estos métodos se necesita tener variables aleatorias uniformes.

- Método de la Transformada Inversa para Variables Aleatorias Discretas; Supongamos que X es una variable aleatoria discreta con la siguiente función de densidad:

$$X = \begin{cases} x_1 & \text{con probabilidad } p_1 \\ x_2 & \text{con probabilidad } p_2 \\ x_3 & \text{con probabilidad } p_3 \end{cases} \quad (2.22)$$

Dónde $p_1 + p_2 + p_3 = 1$. Queremos generar un valor de X y lo podemos hacer utilizando un generador de números aleatorios $U(0,1)$. A continuación mostramos el algoritmo para generar un valor de X .

- Generar U
- Fijar

$$X = \begin{cases} x_1 & \text{si } 0 \leq U \leq p_1 \\ x_2 & \text{si } p_1 \leq U \leq p_1 + p_2 \\ x_3 & \text{si } p_1 + p_2 \leq U \leq 1 \end{cases} \quad (2.23)$$

En forma general supongamos que X puede tomar n diferentes valores, donde $x_1 < x_2 < \dots < x_n$ y:

$$P(X = x_i) = p_i \text{ para todo } i = 1, \dots, n$$

- Método de la Transformada Inversa para Variables Aleatorias Continuas; Supongamos que X es una variable aleatoria continua y queremos generar un valor de X . Para esto utilizamos la distribución acumulada $F(x) = P(X \leq x)$ que está definida en $(0,1)$ y utilizamos números aleatorios U para hallar el valor de X .

Utilizamos el siguiente algoritmo de generación:

- Generar U

ii. Fijar $X = x$ si $F_x(x) = U$ entonces fijar $X = F_x^{-1}(U)$

A continuación vamos a probar este método:

$$\begin{aligned} P(X \leq x) &= (F_x^{-1}(U) \leq x) \\ &= P(U \leq F_x(x)) \\ &= F_x(x) \end{aligned}$$

c. Generación de Variables Aleatorias Normales

Es muy importante la generación de variables aleatorias normales ya que son muy usadas en la práctica. Con la generación de variables aleatorias normales podemos generar variables aleatorias lognormales y estas últimas son muy importantes en las aplicaciones de finanzas.

Tenemos que Z es una variable aleatoria con distribución normal: $Z \sim N(0,1)$ y X es otra variable aleatoria con distribución normal pero con parámetros μ y σ^2 : $X \sim N(\mu, \sigma^2)$, entonces:

$$X = \mu + \sigma Z \quad (2.24)$$

Por lo tanto solo es necesario generar variables aleatorias $N(0,1)$.

2.4.2. Esperanza condicional de una variable aleatoria discreta

Se tiene una variable aleatoria discreta η con posibles valores y_1, y_2, \dots tal que $P(\eta = y_n) \neq 0$ para cada n . Encontrar el valor de η equivale a encontrar cuales de los eventos $\{\eta = y_n\}$ han ocurrido o no. Entonces la esperanza condicional para η debe ser igual a la esperanza condicional para los eventos $\{\eta = y_n\}$. Como no sabemos por anticipado cuales de estos eventos van a ocurrir, necesitamos considerar todas las posibilidades, incluyendo una secuencia de esperanzas condicionales.

$$E(\varepsilon \mid \{\eta = y_1\}), E(\varepsilon \mid \{\eta = y_2\}) \dots \quad (2.25)$$

2.4.3. Esperanza condicional de una variable aleatoria arbitraria

Se tiene que ε es una variable aleatoria integrable y η es una variable aleatoria arbitraria. Entonces la esperanza condicional de ε dado η es una variable aleatoria $E(\varepsilon \parallel \eta)$ tal que:

$$\int_A E(\varepsilon \parallel \eta) dP = \int_A \varepsilon dP \quad (2.26)$$

2.4.4. Secuencia de variables aleatorias

Una secuencia $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \dots$ de variables aleatorias es usada típicamente como un modelo matemático de los resultados de una serie de fenómenos aleatorios, como por ejemplo tirar varias monedas. Las variables aleatorias en dicha secuencia están indexadas por números enteros, que están normalmente referidos al tiempo discreto. Es importante entender que estos números enteros no están necesariamente relacionados con el tiempo real que ocurrieron los eventos modelados por la secuencia. El tiempo discreto se utiliza para guardar el orden de los eventos, los cuales pueden o no pueden estar separados por tiempo real. Por ejemplo, en vez de tirar una moneda varias veces podemos también tirar cien monedas a la vez y contar los resultados.

La secuencia de números aleatorios $\varepsilon_1(w), \varepsilon_2(w), \dots$ para un $w \in \Omega$ es llamado un camino muestral.

2.5. PRUEBA DE HIPÓTESIS CHI CUADRADO (χ^2)

Se le conoce a la prueba de bondad Chi cuadrado como el procedimiento de elección para el contraste de hipótesis, es decir, esta prueba estadística se emplea en el análisis de dos o más grupos y de dos o más variables. De este modo, muchas veces los resultados obtenidos a partir de muestras no coinciden de manera exacta con los resultados teóricos esperados. Y a menudo nos interesa saber si las frecuencias observadas difieren significativamente de las frecuencias esperadas, es por ello que este estadístico proporciona una medida de tolerancia existente entre la frecuencia observada y la esperada:

$$\chi^2 = \frac{(O_1 - e_1)^2}{e_1} + \frac{(O_2 - e_2)^2}{e_2} + \dots + \frac{(O_k - e_k)^2}{e_k} \quad (2.27)$$

Dónde:

O = Valor Observado del evento j.

e = Valor esperado del evento j.

De aquí podemos decir que si las frecuencias observadas tienden a ser muy similares a las frecuencias esperadas X^2 tiende a disminuir, es así que esta prueba se usa principalmente para:

- Probar si dos atributos son independientes.
- Y probar si una variable sigue una distribución de probabilidades particular.

En este apartado describiremos solamente la prueba de atributos o el test de contingencia como comúnmente se le conoce. Para empezar, esta prueba busca analizar si dos variables aleatorias son independientes o no, dicho de otra forma, se busca probar si la ocurrencia o no de uno de los atributos condiciona o no la ocurrencia del otro.

Las hipótesis a probar serían:

$H_0 \rightarrow$ El atributo X es independiente del atributo Y.

$H_1 \rightarrow$ El atributo X no es independiente del atributo Y.

$$X_e^2 = \sum_{i=1}^{n=(r*s)} \frac{(O_i - e_i)^2}{e_i} \quad (2.28)$$

Dónde:

X_e^2 = Valor empírico de la prueba.

r = La cantidad de estratos mutuamente excluyentes en que se divide la variable aleatoria X

s = La cantidad de estratos mutuamente excluyentes en que se divide la variable aleatoria Y

O = Frecuencias absolutas simples observadas en la muestra.

e = Frecuencias absolutas simples que cabría esperar si las variables aleatorias fueran independientes.

$$X_t^2 = X_{(1-\alpha)}^2 [(r - 1) * (s - 1)] gl \quad (2.29)$$

Dónde:

X^2_t = Valor crítico teórico de la prueba.

gl = Grados de libertad de la prueba.

α = Nivel de confianza de la prueba.

De esta prueba podemos decir que:

Si $X^2_e < X^2_t \rightarrow$ No se rechaza H_0 .

Es decir, que se acepta H_0 donde el atributo X es independiente del atributo Y.

2.6. PRUEBA DE HIPÓTESIS KOLMOGOROV-SMIRNOV (KS)

El uso de esta prueba estadística se centra en el contraste de un conjunto de datos muestrales para considerar si las mismas son procedentes de una distribución determinada. Una de las ventajas de esta prueba sobre la Chi cuadrado es que esta prueba no requiere de la agrupación de los datos en clases, aplicable a pequeñas muestras. Su principal desventaja es que esta prueba sólo es aplicable a variables continuas.

El test KS plantea:

Sea $X_1, X_2, X_3, \dots, X_n$ una variable aleatoria X del tipo continuo. Entonces definimos:

$H_0 \rightarrow$ El atributo X sigue la distribución F.

$H_1 \rightarrow$ El atributo X no sigue la distribución F.

Sea:

$$D = \max_X |F_n(X) - F(X)| \quad (2.30)$$

Dónde:

D = Estadístico de comparación.

La región crítica de tabla se calcula de la siguiente forma:

$$d_{exp} \in [d_{1-\alpha}, +\infty[\quad (2.31)$$

El fundamento del test es el siguiente: Comparar la distribución empírica, F_n de la muestra con la distribución propuesta bajo H_0 , F . Si esta comparación revela diferencias significativas, se rechaza H_0 .

En este caso podemos afirmar que si:

$$D < d_{exp} \rightarrow \text{Se acepta } H_0 \quad (2.32)$$



CAPÍTULO III

ESTADO DEL SECTOR ELÉCTRICO EN EL PERÚ

3.1. ACTIVIDADES INVOLUCRADAS EN LA PROVISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las principales actividades involucradas en la provisión de energía eléctrica son la generación, transmisión, distribución y comercialización; para lo cual se describirán brevemente los principales conceptos que envuelven a estos elementos para poder tener un panorama completo acerca de los aspectos técnicos y económicos propios de dicho sector (A. Dammert Lira R. G., 2008).

En la Fig.8 se puede apreciar a los principales actores del sector.

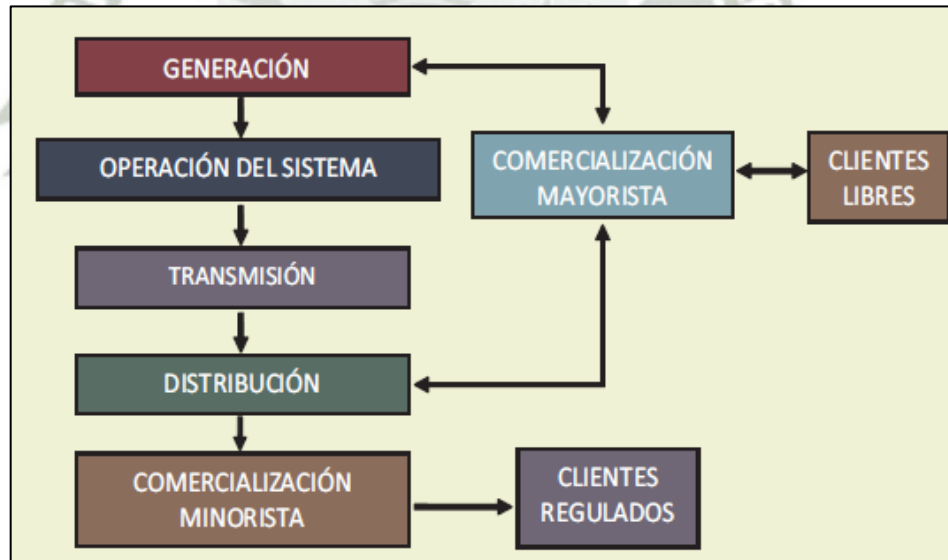


Fig. 8 Principales actividades del sector eléctrico en el Perú.

Fuente: OSINERGMIN

3.1.1. Generación

Dentro de la cadena productiva energética, la generación se muestra como la primera actividad del sector, la cual consiste en la transformación de alguna clase de energía (térmica, hidráulica, renovable, etc.) en energía eléctrica para su posterior consumo por los usuarios finales. Ahora, para poder avanzar se deben definir en cuanto a la parte técnica algunas definiciones importantes como son:

a. Energía y Potencia eléctrica

La energía eléctrica se produce con el movimiento de electrones los cuales son causados por la presencia de una diferencial de tensión eléctrica, esta cantidad de energía dependerá de cuantos electrones se trasladen por unidad de tiempo, es decir, por el tiempo que dure el movimiento y por la magnitud de la tensión que las ocasione.

$$E = V \times I \times t \quad (3.1)$$

Dónde:

E: Energía eléctrica, medida en Watts por hora (Wh) Kilo Watts por hora (kWh) o Mega Watts por hora (MWh).

V: Voltaje o tensión eléctrica, medida en Voltios.

I: Intensidad de corriente, medido en Amperios.

t: Tiempo transcurrido, medido en horas.

Así como la energía eléctrica, el concepto de Potencia eléctrica es también muy importante, debido a que se define como la energía eléctrica que se produce en cada unidad de tiempo, es decir, la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un tiempo determinado.

$$P = \frac{E}{t} = V \times I \quad (3.2)$$

Dónde:

E: Energía eléctrica

t: Tiempo

V: Tensión eléctrica

I: Corriente eléctrica

De la Fig.9 podemos ver un perfil de cargas, la cual muestra la relación existente entre potencia y energía, en dónde se aprecia que la energía es el área debajo de la curva de potencia en cada instante de tiempo. Normalmente de acuerdo a la normativa peruana este valor de tiempo va en intervalos de cada quince minutos.

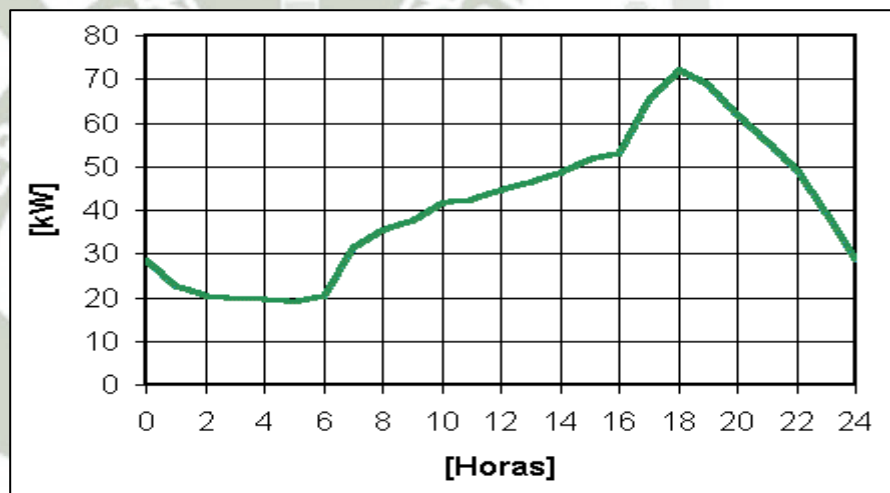


Fig. 9 Perfil de cargas. Potencia en kW y tiempo en Horas.

Fuente: UNLP, Planeamiento de sistemas de distribución

b. Máxima demanda y factor de carga

La máxima demanda hace referencia al registro de demanda de mayor consumo en un periodo determinado, dicho de otra forma, si dividimos un periodo en intervalos de tiempo idénticos, de una hora cada uno, la mayor potencia registrada en un determinado periodo sería la máxima demanda.

El factor de carga permite medir la eficiencia en la utilización de la capacidad de producción o potencia, la cual se define como el ratio entre la carga o demanda promedio y la carga o demanda máxima durante el periodo analizado.

$$F = \frac{\text{Carga promedio del periodo}}{\text{Carga máxima del periodo}} \quad (3.3)$$

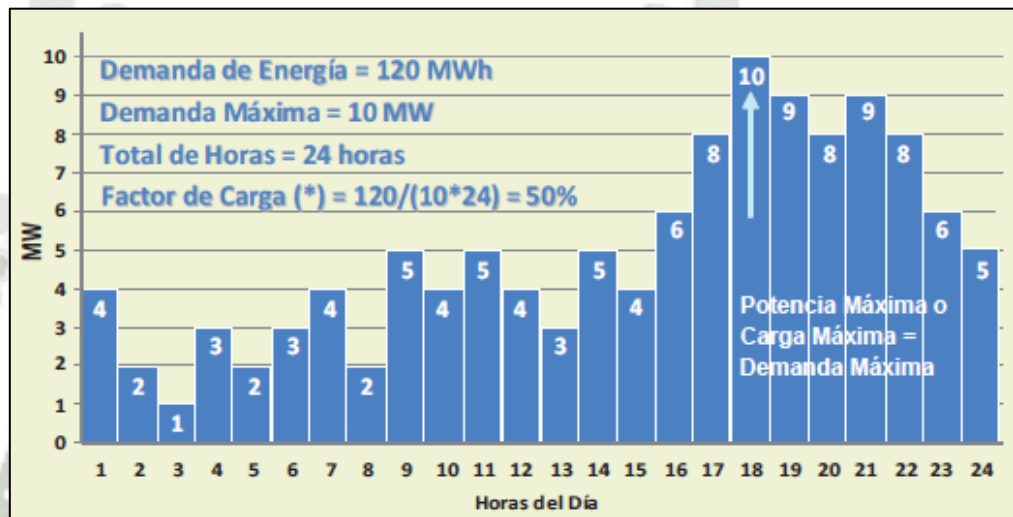


Fig. 10 Máxima demanda y Factor de carga. Potencia en MW y tiempo en Horas

Fuente: OSINERGMIN

Dentro de los Aspectos económicos, la generación en el Perú ha ido creciendo debido a incentivos que se han venido dando a la inversión privada constituyéndose en un mercado competitivo debido a la existencia de unas buenas cantidades de empresas de Generación eléctrica, tanto públicas como privadas. Dentro de estas empresas podemos mencionar a las siguientes, que son sólo las que proveen de energía eléctrica a la zona de concesión de Arequipa.

- Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa (EGASA), pública.
- Empresa de Generación Eléctrica del Perú (ELECTROPERU), pública.

- Empresa de Generación Eléctrica del Sur (ENERSUR), privada.
- Empresa de Generación Eléctrica EDEGEL S.A.A., privada.
- Empresa de Generación Eléctrica KALLPA S.A., privada.
- Empresa de Generación Eléctrica de Piura (EEPSA), privada.
- Empresa de Generación Eléctrica CHINANGO S.A.A., privada.
- Empresa de Generación Eléctrica EDEGEL S.A.A., privada.
- Empresa de Generación Eléctrica TERMOCHILCA, privada.

3.1.2. Transmisión

La transmisión eléctrica presenta características de monopolio natural debido a que por su envergadura en infraestructura la inversión es muy grande y por ello son prácticamente dos empresas las que tienen el manejo de la transmisión en el Perú, como son Red Eléctrica del Perú (REP) con más del 90% de participación en los sistemas de transmisión eléctrica y Red eléctrica del Sur (REDESUR).

Mediante esta actividad se transporta la energía generada por los Generadores eléctricos, hasta los centros de consumos, vale hacer la comparación de esta actividad a una carretera en la cual los vehículos serían los electrones que fluyen de un lugar a otro con el fin de llegar a un determinado destino. Es por ello que a raíz de esta analogía todo el sistema eléctrico peruano tiene que pagar un Peaje de transmisión ya sea por el uso del sistema principal de transmisión o por el sistema secundario de transmisión. Estos conceptos de sistemas principales, secundarios y sistemas garantizados de transmisión son de hecho algo complejos de entender debido a la naturaleza de los mismos y especialmente a sus consideraciones dentro de las normas peruanas y resoluciones publicadas por OSINERGMIN. De esta forma de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas Ley N⁰ 28832, el sistema de transmisión del SEIN está conformado por un Sistema Principal de Transmisión (SPT) y un sistema Secundario de Transmisión (SST). Sin embargo, debido a problemas de carencia de inversiones se añadieron dos nuevos sistemas de transmisión, el sistema Garantizado de transmisión (SGT) y el sistema complementario de transmisión (SCT) con incentivos para la inversión privada, no obstante, se estableció además que cualquier instalación que se ponga en operación formará parte de

uno de los nuevos sistemas, mientras que los antiguos sistemas (SPT y SST) estarán vigentes hasta que sus concesiones lleguen a su término o sean retiradas de operación. En la siguiente tabla se resumen los sistemas de transmisión que coexisten en nuestro país.

Tabla 1 Sistemas de Transmisión que coexisten en el Perú.

Decreto Ley 25844 – LCE (Año 1992)	Ley 28832 (Año 2006)
<ul style="list-style-type: none"> • Sistema Principal (SPT): Líneas de transmisión de muy alta tensión (MAT) y de alta tensión (AT) conectadas a las subestaciones o barras base¹⁷¹. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema Garantizado (SGT): Instalaciones que se encuentran incluidas en el Plan de Transmisión y que se construyen como resultado de una licitación.
<ul style="list-style-type: none"> • Sistema Secundario (SST): Instalaciones de alta tensión (AT) y media tensión (MT) que transportan electricidad a un distribuidor o usuario final desde una barra base. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema Complementario (SCT): Instalaciones que se encuentran o no en el Plan de Transmisión pero que son construidas por iniciativa propia de los agentes.

Fuente: OSINERGMIN

Ahora bien, en cuanto al aspecto técnico se tiene que tomar muy en cuenta que la capacidad de transporte de la energía depende de muchos factores técnicos como son el calibre de los conductores, la capacidad de aislamiento y la infraestructura existente. Es más, cabe mencionar que el sistema eléctrico peruano está interconectado lo cual trae beneficios como son:

- Mayor confiabilidad de suministro.
- Mayor eficiencia.
- Mayor coeficiente de electrificación.
- Precios menores y menos volátiles.

3.1.3. Distribución y comercialización

La distribución Eléctrica es una actividad que al igual que la transmisión se comporta como un monopolio natural, principalmente por que las empresas de distribución eléctrica tienen zonas de concesión en dónde hacen efectivo sus labores comerciales, además porque es más eficiente que una sola empresa opere en esta actividad que varias a la vez. Sin embargo al existir este monopolio natural las tarifas de energía eléctrica son reguladas por OSINERGMIN⁴.

Pues bien, antes de dar cuenta de los principales aspectos que importan en el desarrollo de la actividad de distribución, resulta importante tratar el concepto de economías de densidad.

a. Economías de densidad

El concepto de economías de escala es bastante conocido en la ciencia económica y hace referencia a la reducción de costos medios conforme se incrementa la producción. Por su parte, las economías de densidad hacen referencia a la reducción de costos medios conforme se incrementa la densidad, es decir, conforme se incrementa el aprovechamiento de la red o de la capacidad instalada (A. Dammert Lira F. M., 2011).

Para el caso de la distribución eléctrica, en el lado izquierdo de la Fig.11 se aprecia que ante un nivel elevado de densidad de usuarios finales, el costo medio o unitario de proveer el servicio es relativamente bajo, ya que el costo total de la red se reparte entre un mayor número de usuarios. Mientras que en el lado derecho de la Fig.11 podemos apreciar que ante un escenario de baja densidad de usuarios finales, el costo medio de proveer el servicio se incrementa, ya que el costo total de la red se reparte entre pocos usuarios.

⁴ En el caso de los clientes libres, existe una competencia entre las distribuidoras y las generadoras de acuerdo a las facultades otorgadas por la Ley de Concesiones eléctricas.

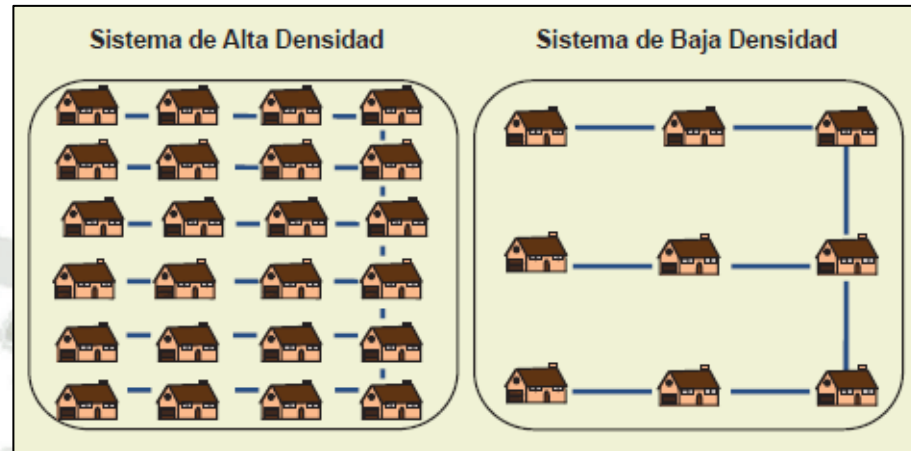


Fig. 11 Densidad del sistema de distribución.

Fuente: OSINERGMIN

La densidad de una red de distribución eléctrica no se encuentra solamente asociada a la proximidad de los usuarios como se ha mostrado en el caso anterior, sino que la densidad podría estar asociada a parámetros como por ejemplo los niveles de consumo eléctrico unitario⁵.

b. Tipos de distribución eléctrica en el Perú

El límite entre las actividades transmisión y distribución eléctrica, así como la forma en que se subdividen, varía dependiendo del país que se analice. En el caso de nuestro país, las instalaciones del sistema de distribución pueden ser de media tensión o de baja tensión, llegando a un máximo de 34.5kV⁶.

⁵ En el caso de la distribución eléctrica, las economías de escala no son el sustento correcto para considerarlo un monopolio natural, ya que al incrementar la provisión del servicio, probablemente se tengan mayores costos, como sucede en el sector rural. En este caso, se debe formar como sustento las economías de densidad.

⁶ Si las instalaciones cumplieran actividades de distribución eléctrica pero tuvieran una tensión mayor a la indicada, serán denominadas como instalaciones de subtransmisión o de transmisión secundaria, según la Ley de Concesiones Eléctricas.

Según la normativa Peruana (Norma técnica E.C.010, Redes de Distribución de energía Eléctrica⁷), un sistema de distribución se define como: “el conjunto de instalaciones para la entrega de energía eléctrica a los diferentes usuarios”. Éste se subdivide en el subsistema de distribución primario y el subsistema de distribución secundario.

- Subsistema de transmisión primaria

Este sistema transporta la energía eléctrica a media tensión desde el sistema de transmisión hasta el subsistema de distribución secundaria y/o conexiones para usuarios mayores.

- Subsistema de distribución secundaria

Mediante este sistema se transporta la energía eléctrica a baja tensión para su utilización por los usuarios finales, la misma que se encuentra conformada por líneas aéreas o cables subterráneos de baja tensión.

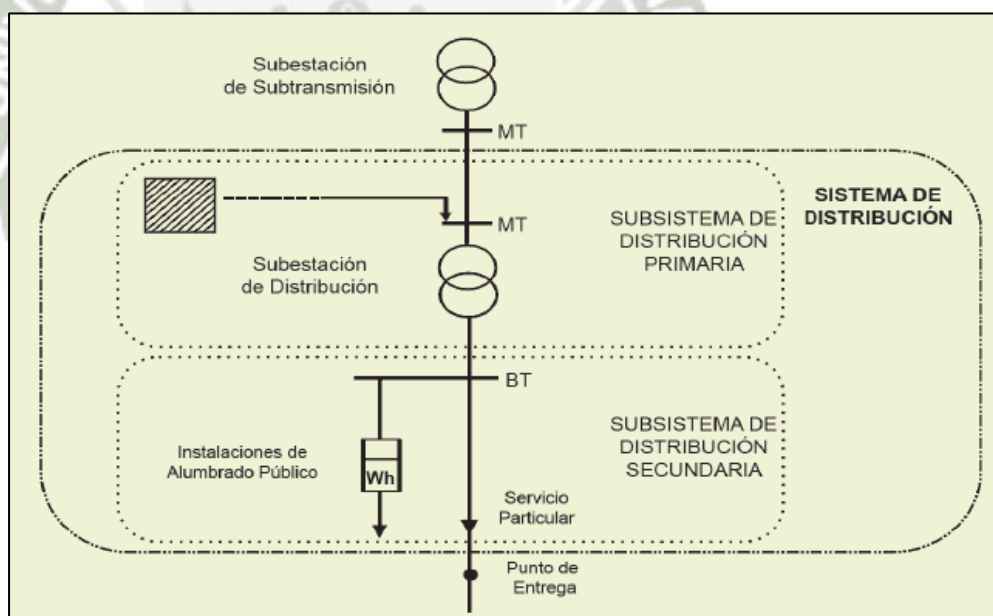


Fig. 12 Sistema de distribución primaria y secundaria.

Fuente: OSINERGMIN

⁷ Del Reglamento Nacional de Edificaciones.

c. Empresas de distribución eléctrica

En la Fig.13 se puede apreciar a todas las empresas de distribución eléctrica existentes en el país.

<p>Empresas de Distribución Eléctrica</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Luz del Sur S.A.A. – LUZ DEL SUR • Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A. A.–EDELNOR • Empresa de Distribución Eléctrica Cañete S.A. – EDECAÑETE • Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO • Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Sur Medio S.A.A. – ELECTRO SUR MEDIO (ESMSAA) • Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Oriente S.A. – ELECTRO ORIENTE • Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. – ELECTRONORTE (ENSA) • Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Sur Este S.A.A. – ELECTRO SUR ESTE • Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronoroeste S.A. – ELECTRONOROESTE (ENOSA) • Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno S.A.A. – ELECTRO PUNO • Empresa Concesionaria de Electricidad de Ucayali S.A. – ELECTRO UCAYALI • Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. – SEAL • Empresa de Servicio Público de electricidad Electro Norte Medio S.A. – HIDRANDINA • Consorcio Eléctrico Villacurí S.A.C. – COELVISAC • Proyecto Especial Chavimochic – CHAVIMOCHIC • Electro Tocache S.A. – ELECTRO TOCACHE • Servicios Eléctricos Rioja S.A.– SERSA • Electro Pangoa S.A.– EPASA • Empresa de Servicios Eléctricos Municipales de Paramonga S.A. – EMSEMSA • Empresa Municipal de Servicios Eléctricos Utcubamba S.A. – EMSEUSA
--	--

Fig. 13 Empresas de distribución eléctrica en el Perú.

Fuente: MINEM

d. Descripción de las principales distribuidoras en el Perú

A continuación se presenta la descripción de algunas de las empresas de distribución más importantes en el país:

- Luz del sur, brinda el servicio de electricidad a la zona sur-este de Lima, su concesión abarca un área aproximada de 3000 Km² incluyendo 30 distritos de manera parcial o total.

- Edelnor, empresa concesionaria de la zona norte de Lima Metropolitana, la provincia constitucional del Callao y las provincias de Huaura, Huaral, Barranca y Oyón. Su concesión abarca un área aproximada de 2440 Km².
- Edecañete, esta empresa se encuentra ubicada al sur de Lima, con un área aproximada de concesión de 900 Km².
- Electro Ucayali, tiene una concesión con un área aproximada de 102400 Km² en la región Ucayali, abarcando tres sistemas eléctricos ubicados en las provincias de Coronel Portillo, padre Abad (Interconectados al sistema nacional de electricidad) y Atalaya (abastecido de electricidad mediante su propio sistema de generación).
- Sociedad Eléctrica del Sur Oeste - SEAL, tiene la concesión de la región Arequipa.

3.2. ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO

3.2.1. Modelos de organización del sector eléctrico

A nivel internacional se han identificado cuatro modelos típicos de organización del sector eléctrico de acuerdo con el grado de competencia que se introduce en el sistema. A estos modelos se les conoce como “diseños de mercado”, pues suponen un conjunto de reglas, instituciones e instrumentos que varían dependiendo de la complejidad de la organización adoptada y del fomento de la competencia (A. Dammert Lira F. M., 2011). Estos modelos son el de monopolio verticalmente integrado, el de comprador único, el de sistema con competencia mayorista y el de sistema con competencia minorista⁸.

3.2.2. Monopolio verticalmente integrado

Este es un monopolio en el cual todas las actividades las realiza una sola empresa (ver Fig.14). La eficiencia en este esquema dependerá del proceso de planeamiento e inversión de la empresa eléctrica, sujeto normalmente a la aprobación de las autoridades del sector.

⁸ De acuerdo a las definiciones de Shuttleworth (1996) y Hunt (2002).

La regulación de tarifas, basada en la regulación por costo de servicio, se convierte en este caso en un mecanismo para transferir el riesgo resultante de los errores de la empresa eléctrica a los consumidores, los mismos que pueden fluctuar entre malas decisiones de inversión, errores en el planeamiento y eventos no previstos. De esta manera la empresa eléctrica y sus inversionistas no asumen prácticamente riesgo alguno; salvo el riesgo de que sus inversiones no sean reconocidas, lo cual no es común en un esquema basado en regulación por costo de servicio tradicional. Usualmente, la empresa monopólica tiene permitido realizar compras de energía o vender sus excedentes a otras *utilities* regionales.

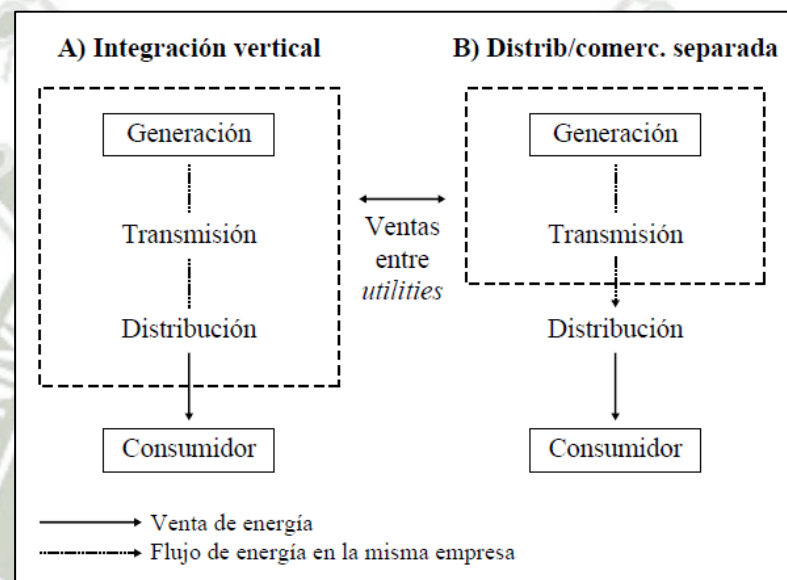


Fig. 14 Monopolio verticalmente integrado.

Fuente: OSINERGMIN

3.2.3. Comprador único

En este modelo existe una entidad o comprador único (single buyer) que actúa como intermediario en la compra y venta centralizada de energía a nivel mayorista, posibilitándose la participación de productores independientes (generadores) o clientes cualificados (consumidores). Este comprador único puede ser una distribuidora regional o un comprador que luego entrega electricidad a varias distribuidoras dentro de la región a un precio común. Este modelo se ha usado extensamente en Estados Unidos, y en la

actualidad, en México y Francia, países donde el grado de desregulación de la industria eléctrica todavía es limitado, pues existen restricciones a la entrada en las actividades de generación y a las ofertas libres de precios. Una variante de este sistema es el modelo wheeling, el cual se estableció en Estados Unidos cuando se permitió el ingreso de los generadores independientes (Independent Power Producers, IPP) para que se conectaran a la red de la empresa monopólica verticalmente integrada, pero que eran despachados solo después de las centrales de la empresa monopólica y no tenían una relación con los clientes finales. Ambos casos están ilustrados en la Fig.15.

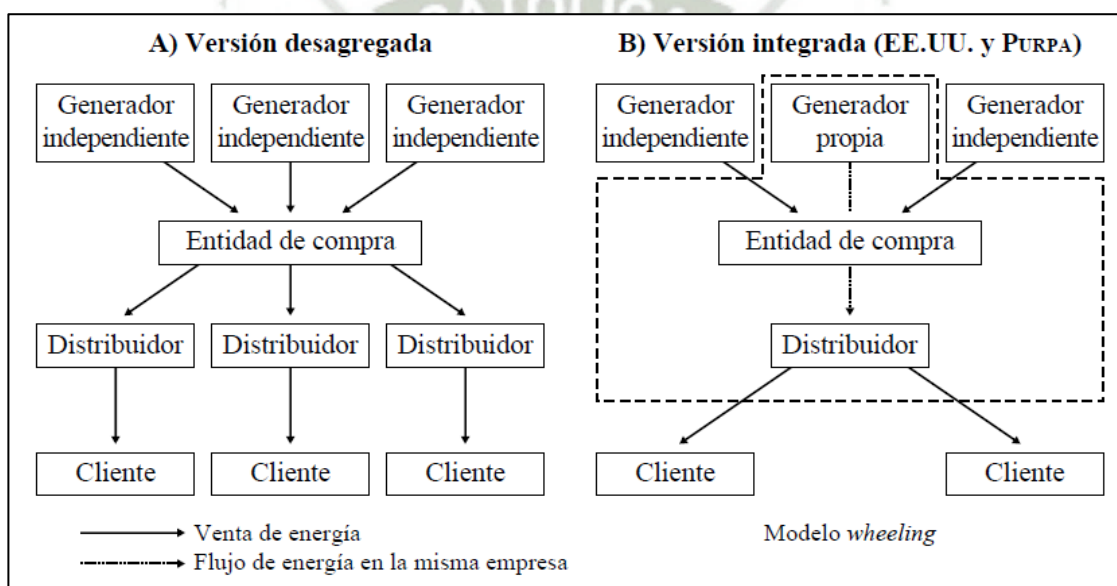


Fig. 15 Modelo de comprador único.

Fuente: OSINERGMIN

Debido a que las generadoras no necesariamente despachan en forma continua, sino de acuerdo a las necesidades de consumo, y que, por otro lado, dependen de los precios de un mercado spot muy volátil, se genera una serie de riesgos sobre la recuperación de sus inversiones y estabilidad en su flujo de ingresos. Por ello, con el fin de asegurar la recuperación de las inversiones con ingresos estables, normalmente se celebran contratos que constan de dos partes: un pago anual que cubra el costo fijo, y un pago variable para pagar el combustible y otros costos incurridos cuando la planta está funcionando. El

principal problema con este esquema es determinar con qué parte se pagan las utilidades pues, si se pagan con el pago anual, no hay incentivo para generar electricidad, y si se pagan con el cargo variable, no hay seguridad de retorno a la inversión.

Por ello, la solución es pagar las inversiones y costos asociados que hacen que la generadora esté disponible sobre la base del costo fijo anual pero cobrar penalidades si la planta no arranca cuando se le requiere para suministrar energía.

3.2.4. Sistema con competencia mayorista

En este modelo no hay un tratamiento privilegiado para los generadores que forman parte del monopolio verticalmente integrado, sino que todos los generadores compiten en condiciones similares, promoviéndose de esa forma la desintegración vertical.

En este caso, los generadores compiten por vender energía a las empresas distribuidoras y a los grandes consumidores en el mercado mayorista (ver Fig.16). Si bien en los modelos donde el grado de desregulación es mayor la competencia es por cantidades y precios, en algunos países, por razones de tamaño de mercado u otras barreras, el regulador establece el precio dejando la determinación de la cantidad de energía al mecanismo de licitaciones o contratación bilateral entre generadores y distribuidores (A. Dammert Lira F. M., 2011).

En este mercado también existe la posibilidad de que las generadoras con capacidad insuficiente para cumplir con sus contratos o que hayan sido desplazadas del despacho adquieran electricidad de otras generadoras con capacidad disponible en el mercado spot y de esta manera cubran su déficit y cumplan con sus compromisos contractuales. Bajo este sistema, las generadoras que compran electricidad en el mercado spot pueden perder o ganar por la proporción de energía comprada según el diferencial que resulte entre el precio de sus contratos y el precio del mercado spot⁹.

Debe tenerse en cuenta que, si bien la provisión de electricidad requiere el uso de las instalaciones de transmisión, el propietario de estas no participa en las negociaciones dentro del mercado mayorista, y es remunerado con un pago predeterminado.

⁹ Mayormente conocido como mercado mayorista de energía eléctrica.

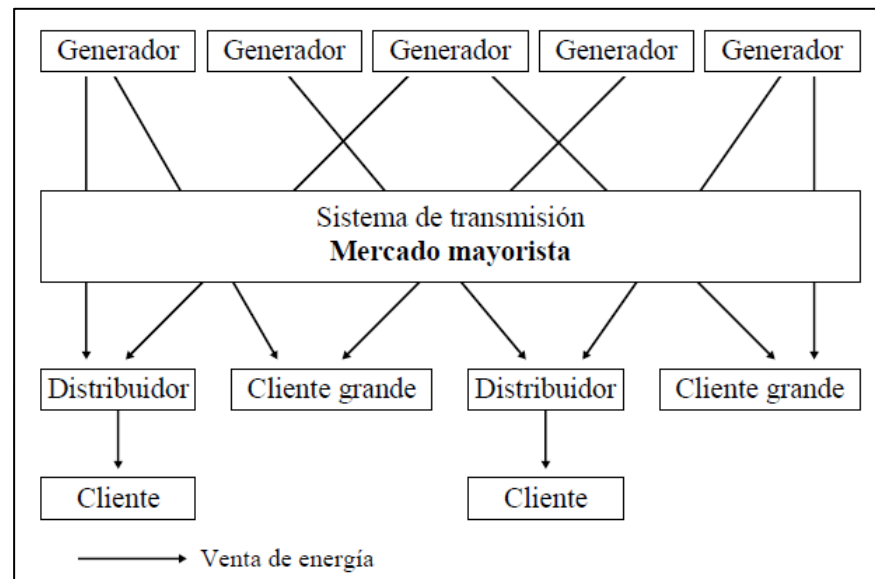


Fig. 16 Modelo de competencia mayorista.

Fuente: OSINERGMIN

Dentro de la organización del mercado mayorista, un aspecto importante es el nivel de centralización de las transacciones. Al respecto, existen dos opciones en este diseño de mercado.

- El pool obligatorio y los contratos bilaterales financieros.
- El despacho basado en contratos bilaterales físicos y un mercado de balance.

3.2.5. Sistema con competencia minorista

Este sistema es similar al anterior, solo que además todos los consumidores pueden escoger a sus abastecedores (ver Fig.17). En este caso, los consumidores adquieren la electricidad de empresas comercializadoras minoristas, escogiéndolas de acuerdo con su conveniencia: menú de precios, calidad, otros servicios; en algunos casos pueden participar las distribuidoras, mientras que en otros, estas están limitadas a sus funciones en la operación de las redes.

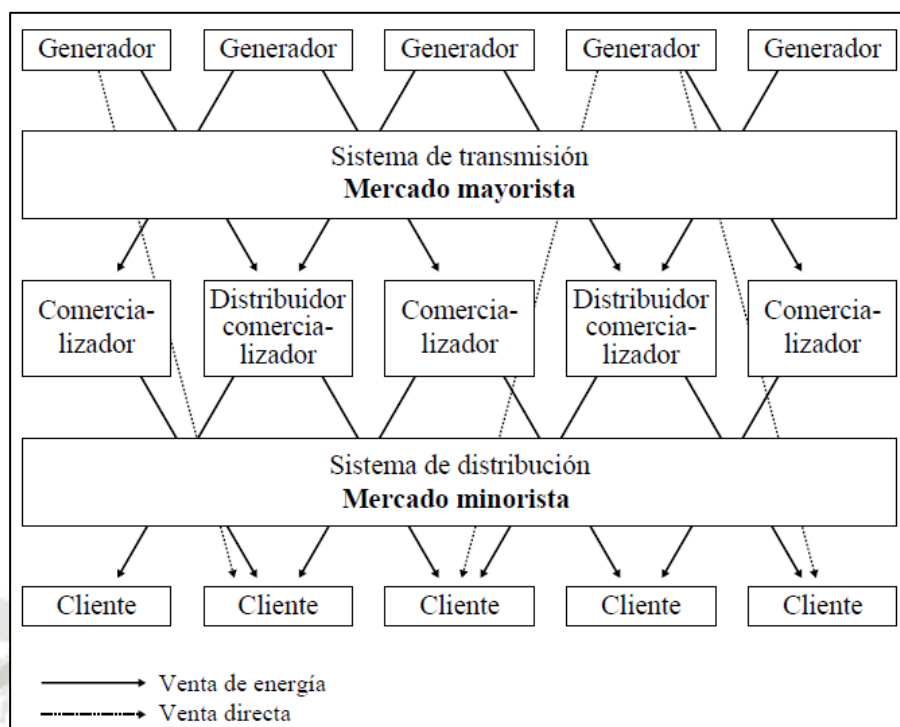


Fig. 17 Modelo de competencia minorista.

Fuente: OSINERGMIN

Un comercializador puede ofertar precios y servicios atractivos asumiendo riesgos como la compra en el mercado spot, donde los precios están sujetos a una alta volatilidad. Los comercializadores pueden brindar servicios más específicos a los clientes, tales como.

- Diferentes sistemas de medición.
- Precios en tiempo real, otros esquemas de precios (precios estacionales, contratos interrumpibles, otros sistemas de facturación).
- Información preventiva.
- Administración de servicios de energía posventa.
- Traslado de beneficios por bajos precios spot a los consumidores finales.
- Difusión de conciencia ambiental (Green Power), entre otros.

3.2.6. Mercado regulado y el mercado libre

El sector eléctrico peruano puede ser dividido en dos: el mercado regulado y el mercado libre¹⁰. En ambos mercados, los mecanismos de formación de precios de venta de energía son distintos, es así que dentro del primero de ellos la formación de precios responde a mecanismos de mercado (precios firmes) y complementariamente a precios regulados (precios en barra). En el segundo caso, la formación de precios responde básicamente a precios de mercado (precios libres y precios firmes). En ambos mercados los precios de transmisión y distribución eléctrica serán regulados. Finalmente cabe resaltar que dentro de ambos mercados tendremos transacciones físicas (energía y potencia) y transacciones financieras (dinero y contratos).

a. Mercado Regulado

Como se había señalado anteriormente, en el mercado regulado participan los siguientes agentes: los clientes regulados, las empresas de distribución eléctrica e indirectamente las empresas de generación eléctrica, siendo las distribuidoras las únicas autorizadas para suministrar energía y potencia (capacidad) a los clientes regulados dentro de sus respectivas zonas de concesión. Dentro de este contexto, las empresas de distribución están obligadas, bajo supervisión del OSINERGMIN a iniciar una subasta o licitación de compra de energía a las generadoras a fin de cubrir el total de sus necesidades. Los precios que se dan como resultado de la subasta se denominan “precios firmes”. Ahora bien, existe la posibilidad que alguna distribuidora no logre cubrir sus necesidades de energía mediante los procesos de subasta o licitación, o que su demanda en el futuro sea mayor a lo contratado en base a sus estimaciones, ya que el futuro no se puede predecir con exactitud, en dichos casos, la energía adicional requerida por

¹⁰ La tarifa que se les cobra a los clientes regulados (clientes pequeños), es un precio regulado por OSINERGMIN, la tarifa que se le cobra a los clientes libres (Ubicados dentro de la zona de concesión o fuera de ella), es un precio libre acordado por un contrato bilateral o una subaste de suministro en la empresa proveedora de energía (Generadora o distribuidora) y el cliente.

los distribuidores será valorizada a los “Precios en Barra”, los cuales son precios regulados por OSINERGMIN.

b. Mercado Libre

Como se ha tenido oportunidad de estudiar, en el mercado libre participan los grandes usuarios, las empresas de distribución eléctrica, las empresas de generación y los clientes libres. Estos últimos pueden obtener energía que requieren del sistema, aunque se encuentren ubicados dentro de la zona de concesión de una empresa de distribución eléctrica, ello en la medida que no se encuentren obligados a contratar con dicha distribuidora, teniendo la libertad de elegir con quien contratar (con generadores o distribuidores), basando su decisión en criterios económicos y técnicos (precios, cantidades, calidad, nivel de tensión, número de puntos de suministro, etc.) y/o estratégicos (como pertenecer a un mismo grupo económico).

De lo mencionado, se puede advertir que dentro de este mercado existe competencia entre generadores y distribuidores por suministrar energía y potencia a los clientes libres mediante contratos bilaterales, en los que se establecen precios libres. Ello no impide, que los clientes libres opten por llevar a cabo una subasta o licitación, o sumarse a una emprendida por una distribuidora, de donde se podrán obtener precios firmes.

3.2.7. Cadena de valor del sector

En resumen, la cadena de valor del sector eléctrico contiene las actividades descritas en los acápites anteriores, las que además están contempladas por el MINEM y el OSINERGMIN. En la Fig.18 se presenta un esquema de la cadena de valor del sector eléctrico peruano.

Este empieza por la generación de electricidad, que utiliza recursos como el agua (generación hidráulica), el carbón o el gas (generación térmica), y termina en el usuario

final, que puede ser industrial, doméstico (vivienda) e institucional, los que requieren servicios diferenciados, según las necesidades productivas y de calidad de vida.



Fig. 18 Cadena de valor del sector eléctrico.

Fuente: OSINERGMIN

3.2.8. Análisis FODA del sector eléctrico Peruano

Considerando los aspectos del sector eléctrico nacional, pasando por su estructura, cadena de valor económico y el contexto regulatorio, se ofrece un análisis FODA en la tabla 2.

Tabla 2 Análisis FODA visto desde la perspectiva de las Distribuidoras.

FORTALEZAS	OPORTUNIDADES
Impulso de la ampliación de la cobertura eléctrica en el país.	Los avances en las tecnologías de la información pueden dar mayor eficiencia al sector.
La capacidad de OSINERGMIN de mejorar el marco normativo del sector eléctrico	Desarrollo de productos y servicios a la medida para el segmento industrial y doméstico.
Alta certeza sobre ingresos y márgenes futuros debido a la inelasticidad de la demanda.	Políticas nacionales que promueven la inversión
El MINEM promueve la inversión privada, la eficiencia y las buenas prácticas empresariales.	Promoción de la generación de energía por medios renovables
El personal del sector se capacita constantemente	Inversión en generación hidráulica debido al potencial hidro-energético
Existen políticas hacia el mantenimiento de relaciones armoniosas entre los actores.	Exportación de energía eléctrica gracias a la interconexión del SEIN a sistemas de interconexión internacional
Promueve el beneficio social y el aumento de la calidad de vida por medio de la creación de proyectos de electrificación a toda la población.	Desarrollo de nuevas oportunidades de negocios como servicios de asesoría, mantenimiento y reparación de instalaciones eléctricas.
Fomento del desarrollo productivo a través de la electrificación	Aumento poblacional y construcción de nuevas viviendas
Coeficiente de electrificación por encima del 80%.	
DEBILIDADES	AMENAZAS
Alta dependencia de la regulación, sobre todo de las empresas distribuidoras.	Aumento de la competencia en el mercado libre, lo cual constituye una amenaza para los distribuidores.
El poco conocimiento que se tiene del patrón de consumo de electricidad de los usuarios residenciales.	Problemas en la obtención de economías de escala en la compra de energía y su aplicación en la fijación tarifaria (por falta de oferta).
La normatividad actual del sector no es eficiente. La determinación de sectores típicos para la fijación tarifaria de distribución no concuerda con la realidad de las empresas de distribución.	Volatilidad en los precios del petróleo a nivel internacional

Alta burocracia, procesos y procedimientos engorrosos y lentos en el sector	Falta de confiabilidad en la administración de justicia y en la solución de controversias
Recursos estatales limitados.	Escala de multas por la aplicación de la norma técnica de calidad, especialmente, en el sector rural.
Falta de comunicación entre el organismo regulador y las empresas reguladas.	

Fuente: ESAN (A. Mendiola, 2011)

3.3. LOS PROCESOS DE LICITACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERÚ

Para poder entender cómo es que la compra de energía tiene relevancia para las empresas distribuidoras vamos a introducir el mecanismo de estos procesos basados sobre todo en la teoría de subastas por las cuales las empresas de distribución se vieron obligadas a contratar potencias para asegurar el desarrollo eficiente de la generación en el país.

3.3.1. Teoría de subastas

Las subastas son mecanismos utilizados para la compra y venta de bienes o servicios. A través de las subastas se establecen un conjunto de reglas que determinan su diseño y que permiten la asignación de bienes o servicios. En las subastas se determina el precio del bien o servicio a transar mediante las ofertas o pujas que realizan los participantes. Es decir, las subastas organizan mercados donde los bienes son adjudicados por postores a partir de reglas que determinan quien es el ganador y el precio que cobran o pagan quienes convocan la subasta. En términos generales, las subastas permiten asignar los recursos a aquellos agentes económicos que más lo valoran, lo que permite alcanzar una asignación eficiente (Martina, 2006). Asimismo, en el caso de compra, permite al comprador minimizar los costos de adquisición del bien al obtener el menor precio. Adicionalmente, las subastas dan mayor transparencia a los procesos de compra y brindan mayor objetividad al establecer reglas de juego que son conocidas por todos los participantes.

Las subastas se pueden clasificar en dos tipos: subastas abiertas y a sobre cerrado. Las subastas abiertas permiten a los postores realizar sus ofertas en un lapso de tiempo permitiendo la interacción entre ellos, mientras que en las subastas a sobre cerrado cada postor señala el precio ofrecido sin interactuar con otros postores. Así, a diferencia de las subastas abiertas, en las subastas a sobre cerrado cada postor sólo conoce su propia oferta.

La principal ventaja de las subastas abiertas es que permiten revelar las valoraciones de los postores, lo que puede promover una asignación eficiente. En efecto, al tener mayor información los postores pueden competir de forma más agresiva. Sin embargo, las subastas abiertas pueden incentivar conductas colusorias al permitir el intercambio de información entre postores. Por otro lado, las subastas a sobre cerrado reducen las posibilidades de que los postores se coludan, limitando los riesgos de señalización y de implementación de mecanismos de penalización, necesarios para establecer un acuerdo colusorio sostenible.

3.3.2. Las subastas y el rol del regulador

En teoría, las subastas permiten asignar eficientemente los recursos al otorgar el derecho a la parte que más lo valora. Sin embargo, para que ello ocurra es necesario que las subastas permitan que los precios se formen mediante un proceso competitivo.

El objetivo del regulador, cuando requiere utilizar subastas para definir el precio de mercado en vez de establecer precios regulados mediante algún mecanismo regulatorio, es diseñar subastas que supriman cualquier comportamiento anticompetitivo (colusión, predación de precios, disuasión de la entrada, entre otros), para garantizar una asignación eficiente de recursos. Sin embargo, en el diseño de las subastas no se pueden compensar todas las imperfecciones de mercado que reducen la competencia.

Un mal diseño de las subastas, que en el sector eléctrico se pueden usar tanto en los mercados de corto plazo (conocidos como los “Ahead Markets”) como en las subastas de contratos de largo plazo, puede generar que los precios no reflejen el costo marginal de los vendedores, y de esta forma los consumidores paguen más por la energía eléctrica (precio) y consuman una menor cantidad. En este escenario, en el corto plazo los precios de la

energía serán mayores a los precios competitivos mientras que en el largo plazo la asignación de recursos de las distintas actividades del sector eléctrico no será eficiente, lo que generaría problemas de inversión (Morey, 2001). Un buen diseño de las subastas permite ganancias de eficiencias en el corto (producción al menor costo) y largo plazo (decisiones de inversión eficientes), reduciendo el comportamiento estratégico de los postores. Por ello son deseables las reglas que permitan la participación de un mayor número de postores debido a que aumentan los costos de coordinación, desincentivando de esta forma los comportamientos colusorios (McAfee, 1997).

En ese sentido, las subastas deben establecer reglas que procuren reducir los costos de entrada, especialmente a los postores que tienen menores activos y recursos financieros limitados¹¹. Las reglas simples y transparentes minimizan los costos de participación sobre todo para las empresas generadoras más pequeñas. En la misma línea, las políticas sectoriales pueden especificar un tratamiento especial para las empresas según su tamaño o tecnología.

3.4. LA LEY N°28832 Y EL ROL DE LA OSINERGMIN EN LOS CONTRATOS DE LICITACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El esquema de licitaciones peruano se introdujo en respuesta a la crisis que sufrió el sector eléctrico en el 2004 (Miranda, 2008), originada por la falta de contratos entre empresas generadoras y distribuidoras para la provisión del servicio público de electricidad, en un contexto donde el precio spot del sistema se incrementaba. La falta de contratos se debió a una serie de factores, entre ellos el crecimiento no previsto de la demanda y la baja afluencia hidrológica que hacía más riesgoso asumir compromisos en contratos de mediano y largo plazo y más atractiva la venta en el mercado de corto plazo, lo que ocasionó problemas en la renovación de los contratos entre generadoras y distribuidoras. Si bien no era posible cortar el suministro a los clientes regulados, las empresas generadoras no tenían la obligación de renovar los contratos a los precios regulados.

¹¹ Hay una serie de elementos que se establecen en el diseño de las subastas: el número de participantes, si la puja debería exceder un determinado nivel establecido, si se permiten cambios en las pujas, si en la subasta se permiten sucesivas pujas, el inicio y fin de cada puja, entre otros.

Por ello, en el año 2006 se promulgó la Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación, que introdujo el mecanismo de licitaciones para las ventas de energía entre generadoras y distribuidoras destinadas al servicio público de electricidad. La Ley 28832 establece un proceso de subasta a través del cual se asigna el derecho de suministro eléctrico a las distribuidoras, logrando obtener el menor precio posible de forma tal que refleje el costo marginal esperado del sistema. Así, la normativa peruana establece que la provisión de la demanda de los Usuarios Regulados (o clientes regulados) debe estar permanentemente asegurada mediante contratos.

La Ley 28832 buscó reemplazar la tarifa administrativa, establecida por el regulador, por una tarifa obtenida a través de procesos de subasta (licitación) realizados en el marco de subastas competitivas y que por lo tanto recojan las señales de escasez del suministro de electricidad a tiempo.

El esquema de licitaciones trata de evitar limitaciones del suministro en el corto plazo, de forma tal que la demanda se abastezca con la suficiente anticipación. Al respecto, la Ley 28832 señala que las licitaciones deberán ser realizadas con una anticipación no menor a 3 años, permitiendo cubrir el crecimiento de la demanda y la participación de nuevos agentes en el mercado¹², con un plazo máximo de abastecimiento de 20 años.

Sin embargo, como medida transitoria y con el objetivo de capturar la señal de precios en el corto plazo, la Ley 28832 permitió a las empresas distribuidoras convocar a licitación con una anticipación menor a los 3 años, hasta el 2009, con el objetivo que la demanda no contratada de los clientes regulados fuera cubierta en su totalidad.

3.4.1. Precios resultantes de las licitaciones

Los precios resultantes de los procesos de licitación son tomados como “Precios en Horas Punta” y “Horas Fuera de Punta”. Los precios de potencia y energía, en Horas de Punta y Horas de Fuera de Punta, aplicables durante el plazo contractual en cada Barra que integra

¹² La ley 28832 permite al distribuidor realizar licitaciones en un periodo menor a 3 años sólo en el caso que requiera cubrir desviaciones de sus proyecciones de la demanda y por un monto no mayor al 10% de la demanda total de los usuarios regulados de la empresa (Artículo 5, Ley 28832).

un Punto de Suministro se obtendrán como el producto que resulte de multiplicar los respectivos precios ofertados por el Adjudicatario en el Punto de Oferta, debidamente actualizados, por los correspondientes Factores por Transmisión Eléctrica de potencia y energía vigentes durante el Plazo Contractual.

El precio de potencia inicial del contrato será el Precio Básico de Potencia vigente a la fecha de la Convocatoria a la Licitación para el punto de Oferta.

Los precios de potencia deben ser expresados en soles por kilovatio S/kW y los de energía en céntimos de sol por kilovatio hora cmt.S/kWh.

3.4.2. Plazos de los contratos de licitación

El plazo de los contratos suscritos en dichas licitaciones no podía ser mayor a cinco años, ver Tabla 3.

Tabla 3 Tipos de Licitaciones para el suministro de energía.

Tipo	Plazo Contractual	Convocatoria	Cantidad a Contratar	Objetivo
Largo Plazo (LGIG)	Entre 5 y 20 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 100%	Servir de herramienta de promoción de inversiones
	Hasta 5 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 25%	
Corto Plazo (LCTE)	Lo define OSINERGMIN	Anticipada de menos de 3 años	Hasta 10%	Cubrir diferencias entre la demanda real y la demanda esperada

Fuente: OSINERGMIN

El mecanismo de licitación peruano permite a las empresas distribuidoras diseñar la subasta y los bienes a adjudicarse (requerimientos de potencia y energía). Los distribuidores pueden licitar demanda destinada a atender tanto a clientes regulados como a clientes libres, privilegiándose el suministro de los primeros. En tal sentido, en el caso que en un

proceso de licitación no se cubra toda la demanda requerida se dará prioridad a la destinada a los clientes regulados.

3.4.3. Fórmulas de reajuste de los precios en generación de energía eléctrica

Las fórmulas de actualización de los precios de suministro de la potencia y la energía en Horas de Punta y Horas Fuera de punta resultantes del Proceso de Licitación, serán las indicadas de acuerdo a las siguientes Fórmulas de Actualización, las cuales se aplicarán considerando una periodicidad trimestral y cuando alguno de los factores (Factor “p”, Factor “e”)¹³ se incremente o disminuya en más de 5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización. La primera actualización de precios se efectuará al momento de entrar en vigencia el Contrato de Suministro (Moscol, 2014).

Los indicadores a emplear en las Fórmulas de Actualización serán los disponibles al segundo día de cada mes. Los valores de PGN (Precio del gas natural) y el PCB (Precio de referencia de importación del carbón bituminoso), son determinados de acuerdo con los procedimientos establecidos por OSINERGMIN con la información disponible al último Día Hábil del mes anterior.

Los factores de actualización tarifaria serán redondeados a cuatro dígitos decimales. Los precios que resulten de la aplicación de las fórmulas de actualización entrarán en vigencia el cuarto día de cada mes. Dichos precios deberán ser redondeados a dos decimales antes de su utilización.

a. Precio de Potencia

$$Precio_{pot} = Precio_{pb} \times Factor_p \quad (3.4)$$

Dónde:

$$Factor_p = ax \frac{TC}{TC_0} \times \frac{IPP}{IPP_0} + bx \frac{IPM}{IPM_0} \quad (3.5)$$

¹³ Hace referencia a los factores de Potencia “p” y energía “e”.

Precio_{pb} = Precio base de la potencia que figura en el contrato, en soles por kilovatio al mes.

a = Coeficiente por tipo de cambio.

b = Coeficiente por índice de precios al mayor.

IPM = Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

IPMo = IPM a la fecha de Convocatoria a Licitación.

IPP = Índice de Precio denominado “Finished Goods Less Food and Energy”, Serie WPSSOP3500, publicado por el Bureau of Labor statistics del US Department of Labor. Se tomará en cuenta el valor publicado al último día del mes anterior.

IPPo = IPP a la fecha de Convocatoria a Licitación.

TC = Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la “Cotización de oferta y demanda – tipo de cambio promedio ponderado” o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último Día Hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

TCo = TC a la fecha de Convocatoria a Licitación.

Los coeficientes a y b serán los establecidos por OSINERGMIN en la Resolución de Tarifas en Barra vigente a la fecha de Convocatoria a Licitación.

b. Precio de Energía

$$Precio_{energía} = Precio_{eb} \times Factor_e \quad (3.6)$$

Dónde:

$$Factor_e = dx \frac{TC}{TCo} \times \frac{IPP}{IPPo} + ex \frac{PD2}{PD2o} + fx \frac{PR6}{PR6o} + gx \frac{PNG}{PNGo} + cbx \frac{PCB}{PCBo} \quad (3.7)$$

Precio_{eb} = Precio base de la energía que figura en el contrato, en ctm.S/kWh.

- d** = Coeficiente por Tipo de Cambio.
- e** = Coeficiente por Costo del Diesel.
- f** = Coeficiente por Costo del Residual 6.
- g** = Coeficiente por Costo del Gas Natural.
- cb** = Coeficiente por Costo del Carbón.
- PD2** = Precio del Petróleo Diesel N°2 establecido por PetroPerú S.A. en la planta Callao. Se tomará en cuenta el valor publicado al último día del mes anterior, en S./Gln.
- PD2o** = PD2 a la fecha de Convocatoria a Licitación.
- PR6** = Precio del Petróleo Residual N°6 establecido por PetroPerú S.A. en la planta Callao. Se tomará en cuenta el valor publicado al último día del mes anterior, en S./Gln.
- PR6o** = PR6 a la fecha de Convocatoria a Licitación.
- PGN** = Precio del Gas Natural obtenido mediante el “Procedimiento para la determinación del Precio Límite Superior de Gas Natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra”, indicado en la Resolución OSINERG No. 108-2006OS/CD, sin considerar sus futuras modificatorias, expresado en S./MMBtu utilizando el valor TC correspondiente.
- PGNo** = PGN a la fecha de Convocatoria a Licitación.
- PCB** = Precio del Carbón Bituminoso obtenido mediante el “Procedimiento para la determinación de Energéticos usados en Generación Eléctrica” indicado en la Resolución OSINERG N° 062-2005-OS/CD, sin considerar sus futuras modificatorias, expresado en S./Ton utilizando el valor TC correspondiente.
- PCBo** = PCB a la fecha de Convocatoria a Licitación.

Los coeficientes d, e, f, g y cb serán los establecidos por el OSINERGMIN en la Resolución de Tarifas en Barra vigente a la fecha de Convocatoria a Licitación.

3.4.4. Precios en barra y Precios a nivel generación

Para las ventas de generadoras a distribuidoras destinadas al servicio público de electricidad se fijan los “precios en barra” de energía y potencia, que se calculan a partir de un precio básico de generación sobre el que se aplica un factor de penalización por las pérdidas de energía y potencia en la transmisión. En adición se fija un “peaje por conexión” que los generadores deben abonar a los propietarios de los sistemas de transmisión. Finalmente, las tarifas para los usuarios finales del servicio de electricidad son obtenidas añadiendo a los precios en barra equivalente los precios de distribución o valor agregado de distribución (VAD). Es así como los precios en barra son conformados por el precio básico de energía y potencia así como los costos por peaje de transmisión y algunos cargos adicionales, como se muestra en la Fig.19.

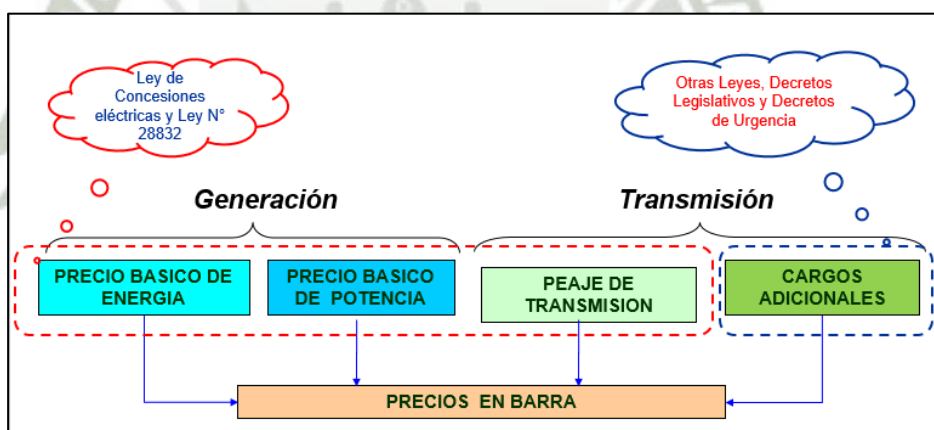


Fig. 19 Fijación de los precios en barra.

Fuente: OSINERGMIN

Finalmente los precios a nivel generación hacen referencia al promedio ponderado de los precios en barra y los precios firmes según energía retirada y/o contratada. Este precio no incluye a los peajes por transmisión y su cálculo busca enviar señales correctas de la evolución del mercado a los usuarios finales (consumo final). El fundamento de esta práctica es que al variar los precios firmes de los últimos contratos firmados e incorporarse

al cálculo de los PNG, las variaciones en los precios por concepto de generación eléctrica se trasladan a los usuarios finales esperándose en consecuencia una respuesta en la demanda. La Fig.20 muestra la fórmula general para la fijación de los precios a nivel generación. En donde PB hace referencia a los precios en Barra y PF a los precios firmes o de licitación.

$$PB \times \% \text{ Retiros sin Contrato} + PF \times \% \text{ Energía Licitada} = PNG$$

Fig. 20 Fórmula general para la fijación de precios a nivel generación.

Fuente: OSINERGMIN



CAPÍTULO IV

EVALUACIÓN DEL PROCESO DE COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4.1. CONCEPTOS BÁSICOS

Como se ha venido desarrollando a lo largo de este trabajo, el sector eléctrico presenta algunas características que de acuerdo a regulaciones y normativas se han ido modelando los procesos de compra principalmente basados en los términos de los contratos de Licitaciones efectuadas por las Distribuidoras y Generadoras con el fin de fomentar la inversión en Generación. Estos procesos de compra inician con el pleno conocimiento de los valores de Potencia Fija y Potencia Variable se tienen contratados para abastecer al mercado regulado y al mercado libre dentro de la zona de concesión de la Distribuidora. Hay que tener muy en cuenta que el sistema eléctrico peruano se encuentra interconectado (Fig.21), es decir, que todas las generadoras inyectan energía sin saber si su energía inyectada va estrictamente dirigida a la Distribuidora, Gran Usuario o al Cliente Libre con quienes tiene algún contrato de suministro de energía, del mismo modo los usuarios como las Distribuidoras, los Grandes Usuarios y Clientes Libres no saben, si es que la energía que consumen es la misma energía que inyectó el Generador con quien tiene un contrato de suministro (ver Fig.22).

Es por ello que ante esta situación se hace un reparto equitativo de acuerdo al porcentaje de potencias contratadas por cada empresa para determinar su participación dentro del consumo total de energía, este procedimiento es constatado por el COES, quien recibe la información de consumos de energía de todas las empresas tanto de los generadores como de las Distribuidoras y los grandes usuarios. Este balance lo hace el COES con la finalidad de determinar qué empresa retira energía del sistema eléctrico sin tener un contrato, para efectuar la aplicación de costos del mercado Spot a esta empresa y establecer los mecanismos de sanción descritos en las normas.

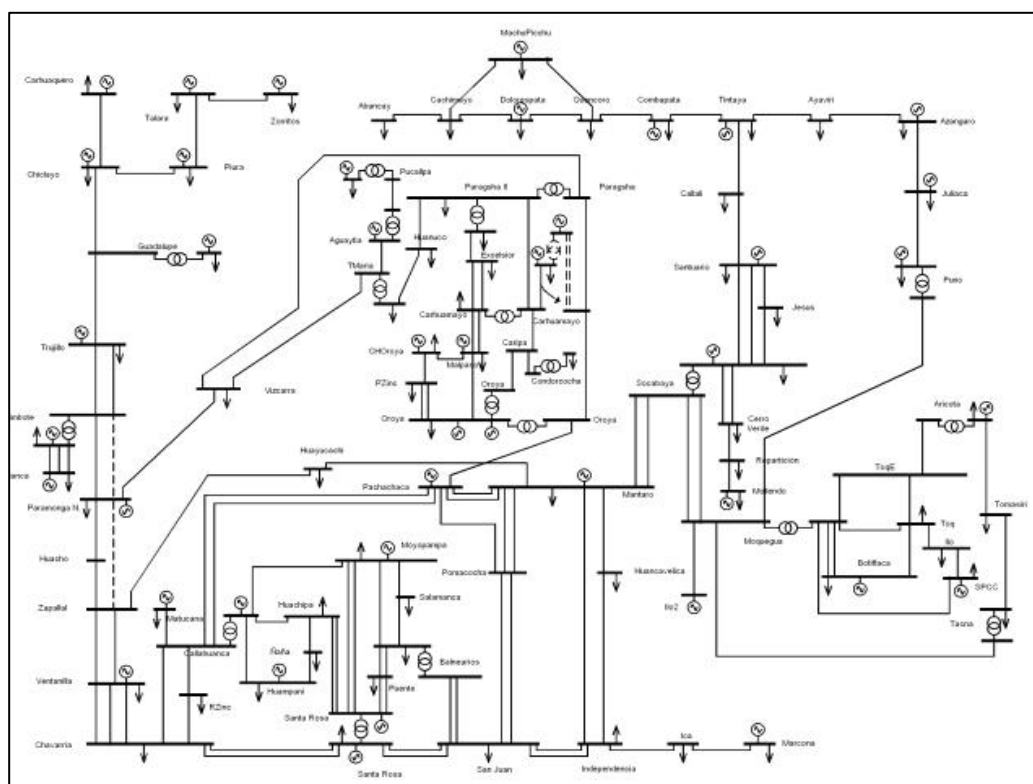


Fig. 21 Sistema Interconectado.

Fuente: OSINERGMIN

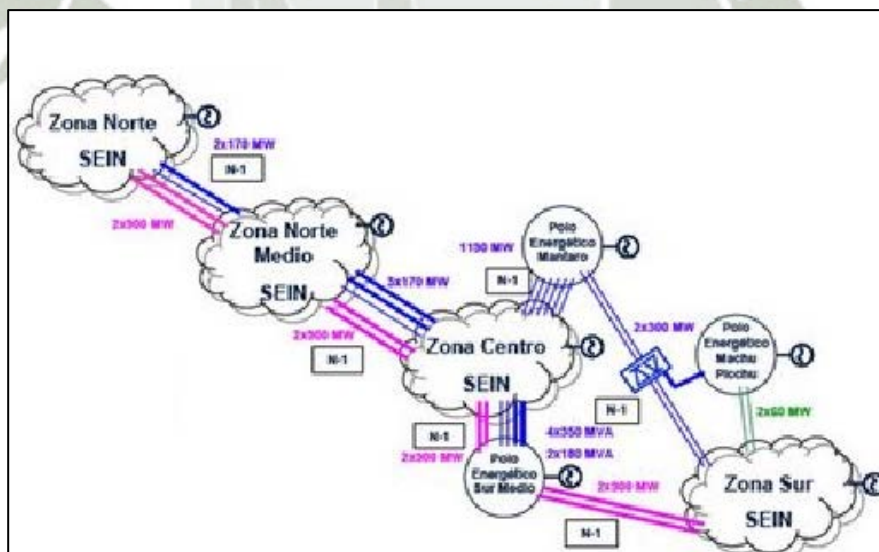


Fig. 22 Inyección de energía al Sistema Interconectado.

Fuente: OSINERGMIN

Para las empresas distribuidoras este reparto porcentual del consumo de acuerdo a la potencias contratadas es similar sólo que en este caso la energía total consumida por la empresa, ya sea para abastecer a sus clientes libres y regulados, se calcula de acuerdo a los puntos de medición que tiene en sus puntos de suministro previamente determinados en los contratos de suministro de energía. No obstante, para enviar esta información se tiene un plazo límite de entrega, la cual la hace una actividad crítica debido a que muchas veces las mediciones necesarias para conocer las potencias consumidas no son obtenidas dentro del plazo que se tiene para el envío, haciendo que el reparto de la potencia sea estimada de forma empírica llegando a tener un proceso sin ningún método que optimice los costos en los que se incurre.

En el capítulo siguiente se va a mostrar cómo es que el Método de simulación de Monte Carlo ayuda a estimar estas potencias en base a entradas aleatorias con el fin de optimizar los costos en los que se incurren, pero para poder entender este proceso vamos a definir los conceptos más importantes de los elementos que intervienen en este proceso de compra.

4.1.1. Puntos de suministro

Un punto de suministro es aquel punto en el cual se mide la potencia y la energía inyectada por los generadores para el consumo de energía por parte de la Distribuidora. Es decir, analógicamente hablando, este punto puede ser tomado como el lugar en el cual la Distribuidora recibe la energía y potencia eléctrica proveída por los generadores con los cuales tiene un contrato de suministro. Para la distribuidora concesionaria de la ciudad de Arequipa, estos puntos de suministro son siete (Ver Tabla 4), los que son usados también para el mercado libre. Cada punto de suministro contiene la suma de las mediciones en Media y Alta Tensión de las zonas que se encuentran alimentadas por ellos; estas mediciones son multiplicadas por factores de pérdidas para reflejar estos consumos a las barras de compra de energía para así poder determinar las cantidades de energía y potencia compradas mensualmente, cabe mencionar que la energía relacionada a las potencias Fijas se pagan siempre, más la energía relacionada a la potencia variable es la que se paga de acuerdo al consumo.

Tabla 4 Puntos de suministro de energía y potencia eléctrica.

PUNTO DE SUMINISTRO	TIPO DE MERCADO	NIVEL DE TENSIÓN
SOCABAYA	MERCADO REGULADO	34.5kV
CHILINA		33kV
SANTUARIO		13.8kV
CALLALLI		138kV
MOLLENDON		138kV
REPARTICION		138kV
MARCONA		60kV
SOCABAYA	MERCADO LIBRE	34.5kV
MOLLENDON		138kV

Fuente: Elaboración Propia

De la tabla 4 podemos apreciar que para el mercado libre se usan los puntos de Mollendo y Socabaya, son embargo para este mercado a diferencia del mercado regulado se tienen otras potencias fijas y variables contratadas, así como precios de compra diferentes. Como se mencionó en el capítulo anterior los precios para el mercado regulado son ajustados por OSINERGMIN mientras que los precios para el mercado libre son concordados entre el cliente y la Distribuidora habiendo sólo en este punto un mercado competitivo, ya que las empresas de Generación también pugnan por atraer la mayor cantidad de clientes libres.

4.1.2. Factores de pérdidas

Los factores de pérdidas son aquellos coeficientes que representan la cantidad que se pierde desde el punto de entrega al punto de consumo, puede dividirse en dos grupos:

a. Factores de pérdidas técnicas

Son aquellas que se producen debido a las características físicas inherentes de los elementos integrantes de la infraestructura eléctrica.

Para la compra de energía estos factores pueden ser de energía y potencia.

i. Factor de pérdidas de energía

En forma estricta, el concepto matemático que corresponde aplicar a las estructuras tarifarias para tener en cuenta las pérdidas, es el de un factor de expansión. El mismo se determina de la manera siguiente.

- Deducción del factor de expansión

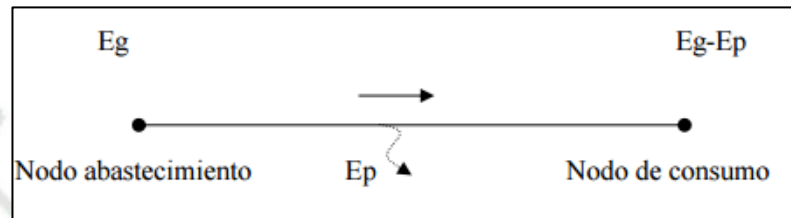


Fig. 23 Deducción del factor de expansión.

Fuente: EJSSESA (EJSSESA, 2010)

Siendo:

E_g : energía generada

E_p : energía de pérdidas totales

El gráfico anterior representa un sistema energético cerrado constituido por un nodo de aporte, otro de consumo y un nexo físico de vinculación, donde se debe cumplir el principio de conservación de la energía. El principio mencionado exige la inclusión de un factor de expansión de las pérdidas (FEP) mayor que uno a los efectos de permitir la igualdad correspondiente.

$$E_g = (E_g - E_p) * FEP \quad (4.1)$$

O lo que es lo mismo:

$$E_g = E_f * FEP \quad (4.2)$$

Dónde:

$$FEP = \frac{1}{1 - \frac{e_p\%}{100}} \quad (4.3)$$

$$e_p = \frac{E_p}{E_g} * 100 \quad (4.4)$$

Es decir, al valor de la energía facturada le corresponde la aplicación del factor indicado para llegar al valor de la energía inyectada por la generación, incorporando así las pérdidas del proceso de distribución.

Ahora, en cuanto a la compra de energía los factores que se usan son los factores por transmisión de energía y estos valores los da COES calculados en base a los costos marginales de producción de energía eléctrica valorizados mensualmente (Ver tabla 5).

Tabla 5 Factores de pérdida de energía usados para la compra de energía.

Punto de suministro	Nivel de Tensión	Fte				
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo
SOCABAYA	34.5kV	1.0334	1.0359	1.03220	1.0273	1.0332
CHILINA	33kV	1.0462	1.0488	1.05740	1.0398	1.0464
SANTUARIO	13.8kV	1.0547	1.0573	1.03860	1.0471	1.0536
CALLALLI	138kV	1.0589	1.0607	1.05990	1.0586	1.0627
MOLLENDÓ	138kV	1.0524	1.0548	1.06160	1.0454	1.0522
REPARTICIÓN	138kV	1.0372	1.0406	1.04670	1.0307	1.0374
MARCONA	60kV	1.0071	1.0083	1.01610	1.0036	1.0041

Fuente: Elaboración Propia

Se debe tener muy en cuenta de que estos valores cambian mensualmente, es decir, para los demás meses de Junio a Diciembre del presente año, estos valores serán diferentes. Además como se verá más adelante, estos valores son usados para actualizar los precios de energía tanto en Horas Punta como en Horas de Punta en cada periodo de compra.

ii. Factor de pérdidas de potencia

Los factores de pérdidas de potencia tienen un cálculo similar a los de la energía, sólo que estos tienen valores fijos ya que se calcula con valores determinados por OSINERGMIN de acuerdo a los niveles de tensión en los cuales las distribuidoras compran la energía, para este caso los niveles de

tensión que se usan para este cálculo son de media tensión (MT) y alta tensión (AT)¹⁴.

Tabla 6 Factores de pérdida de potencia usados para la compra de energía.

SOCABAYA + CHILINA 33 KV				
MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	FPMP
1.0032	1.0072	1.0071	1.0053	1.0176
SANTUARIO 13,8 KV				
MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	FPMP
1.0032	1.0072	1.0071	1.0053	1.0230
MARCONA 60 KV				
MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	FPMP
1.0004	1.0047	1.047	1.005	1.0523

Fuente: Elaboración Propia

Con estos valores se calculan los precios de potencia y peajes de acuerdo a variaciones en los precios en barra de acuerdo a factores de actualización definidos por OSINERGMIN.

b. Factores de pérdidas no técnicas

Son aquellas relacionadas con las pérdidas comerciales que comprenden los errores administrativos de facturación, calibración de medidores, fraudes y hurtos.

4.1.3. Máxima Demanda

Se entiende por máxima demanda a aquel valor de potencia que dentro del periodo de tiempo analizado ha alcanzado el valor máximo posible. Para efectos de la compra de energía, este valor es calculado por el COES, quien publica el día y la hora en la cual se ha registrado la máxima demanda de todo el sistema eléctrico de potencia, a fin de usar este valor para encontrar los valores coincidentes dentro de cada punto de suministro a fin de obtener las potencias consumidas en cada periodo de compra (Ver tabla 7).

¹⁴ Los noveles de tensión en Media tensión llegan hasta los 34.5kV y los de Alta tensión son los que superan los 34.5kV hasta los 220kV, mayor a este valor lleva el nombre de muy alta tensión o ultra alta tensión.

Tabla 7 Máxima demanda del sistema eléctrico interconectado.

			Interconexión		
Bloque Horario	Fecha	Hora	PER-ECU Exportación MW	ECU-PER Importación MW	SEIN MW
MAXIMA	2015-05-18	19:00	0,000	0,000	5 944,086
MEDIA	2015-05-18	17:45	0,000	0,000	5 671,138
MINIMA	2015-05-18	03:45	0,000	0,000	4 090,404

Fuente: COES

De acuerdo a la Tabla 7 se puede ver que la máxima demanda para el periodo de compra analizado se dio a las 19:00 horas del día 18 con un valor de 5,944.086MW.

4.1.4. Potencia coincidente

Se le llama potencia coincidente a aquella potencia en la cual de acuerdo a la fecha y la hora todos los sistemas eléctricos del país coinciden en sus máximas potencias. Este concepto es algo difuso en vista de que muchas veces la coincidencia de la máxima potencia del sistema eléctrico peruano no significa en hora y fecha no es necesariamente la misma que la fecha y hora de la máxima potencia de cada sistema eléctrico, por ejemplo en el caso de Arequipa la potencia coincidente con el sistema puede caer un día 18 a las 19 horas, mientras que su máxima potencia se registra un día 07 a las 18:45 horas tal y como se muestra en la Tabla 8.

Tabla 8 Potencias coincidentes del sistema interconectado y de la distribuidora.

SISTEMA ELÉCTRICO	PUNTO DE COMPRA	MEDICIONES	NIVEL DE TENSION	REFERENCIA	MAXIMA DEMANDA (kW)		DEMANDA COINCIDENTE SEIN	DEMANDA COINCIDENTE AREQUIPA	
					Hora fuera de punta	Hora punta			
AREQUIPA	SOCABAYA	Transformador 1	33kV	Ingreso	46,470.8711	47,165.9727	42,479.4727	43,727.9141	
				Salida	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
				Neto 1	46,470.8711	47,165.9727	42,479.4727	43,727.9141	
		Transformador 2	33kV	Ingreso	46,404.5938	47,104.5625	42,424.2109	43,660.1445	
				Salida	0.0922	0.0000	0.0000	0.0000	
				Neto 2	46,404.5016	47,104.5625	42,424.2109	43,660.1445	
		Subtotal				92,875.4648	94,270.5352	84,903.6836	87,388.0586
		Deducciones	33kV	Omate	1,893.7120	2,230.8200	1,887.7480	1,892.2920	
				Molycop	5,892.1599	321.3381	202.4717	212.7812	
				Aceros Arequipa	5,617.8850	5,365.7365	672.9003	657.7154	
				Subtotal	13,403.7568	7,917.8946	2,763.1200	2,762.7885	
		Total SOCABAYA				88,870.3635	91,318.5133	82,140.5635	84,625.2701
	CHILINA	Jesus 1	33kV	Ingreso	4,900.0020	2,809.9922	1,736.6002	1,578.3214	
				Salida	1,221.9337	0.0000	0.0000	0.0000	
				Neto 1	3,678.0682	2,809.9922	1,736.6002	1,578.3214	
		Jesus 2	33kV	Ingreso	4,896.9751	2,820.2937	1,751.5222	1,593.7673	
				Salida	1,205.6730	0.0000	0.0000	0.0000	
				Neto 2	3,691.3021	2,820.2937	1,751.5222	1,593.7673	
		Parque Industrial 1	33kV	Ingreso	13,835.8701	11,146.6748	10,733.6855	11,145.8340	
				Salida	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
				Neto 1	13,835.8701	11,146.6748	10,733.6855	11,145.8340	
		Parque Industrial 2	33kV	Ingreso	14,006.5566	11,896.3789	11,462.1611	11,896.3789	
				Salida	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	
				Neto 2	14,006.5566	11,896.3789	11,462.1611	11,896.3789	
		Parque Artesanal	33kV	Ingreso	16,750.3418	17,781.3164	16,352.5244	16,392.1309	
		Diamante	33kV	Ingreso	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
		San Lazaro	33kV	Ingreso	9,137.2676	9,184.2803	8,612.3926	8,893.1406	
		Sucre	33kV	Ingreso	8,934.2432	8,980.8652	8,420.9590	8,695.9199	
		Alto Cayma	33kV	Ingreso	7,381.8430	7,593.1787	7,010.8941	6,905.9184	
		Total CHILINA				64,374.7044	67,149.4485	66,080.7392	67,101.4114
	SANTUARIO	Santuario	13.8kV	Ingreso	6.9790	7.2015	5.0469	5.4243	
		CAC Alto Cayma	13.8kV	Ingreso	3.4113	3.4429	3.2218	3.2534	
		TOTAL AREQUIPA				146,442.5481	151,735.3591	148,229.5715	151,735.3591
	MOLLEND	MOLLEND	Mollendo	138kV	Ingreso	11,646.8525	13,271.6143	10,321.3936	
			Tasa y Tisur	138kV	Salida	4,829.9047	4,846.0061	3,041.5010	
		TOTAL MOLLEND				138kV Ingreso	8,836.9871	9,233.5999	7,279.8925
	CALLALLI	CALLALLI	Callalli	22.9kV	Ingreso	1,384.4873	1,496.1580	1,386.7379	
					138kV Orcopampa	1,269.2975	1,358.1757	1,269.0929	
					138kV Caylloma	149.6444	162.2887	151.2403	
					138kV Arcata	21.1966	23.1607	17.7184	
Total Adiciones				1,440.1385	1,543.6252	1,438.0516			
Total CALLALLI				2,797.8640	2,976.7255	2,824.7896			
REPARTICION	REPARTICION	Repartición Trafo	138kV	Ingreso	5,934.4219	6,213.1152	4,765.0947		
		Repartición Línea	138kV	Ingreso	15,207.7817	16,021.3116	15,656.6848		
	Total REPARTICION				20,325.5612	21,604.0405	20,421.7795		
BELLA UNION - CHALA	MARCONA	Marcona	60kV	Ingreso	5,973.0098	6,408.4658	5,642.8101		
		Deducción (reflejada)	60kV	Jahuay	182.4592	182.2885	172.3497		
	Total MARCONA				5,802.6580	6,237.2655	5,470.4604		
TOTAL COMPRA DE ENERGIA					181,873.5613	186,059.9775	184,226.4934		
DIA DE MAXIMA DEMANDA SEIN		Día "18/05/15" a las "19:00" horas							
DIA DE MAXIMA DEMANDA DPTO		Día "21/05/15" a las "18:30" horas							
DIA DE MAXIMA DEMANDA AQP		Día "07/05/15" a las "18:45" horas							

Fuente: Elaboración Propia

De la Tabla 8 podemos apreciar los diferentes valores de potencia, tanto para el SEIN como para Arequipa, debido a la diferencia que existe en las horas y fechas de las máximas demandas, a pesar de haber esta diferencia cabe mencionar que la coincidente con el SEIN se usa para la compra de energía y la coincidente de la distribuidora se usa para efectos de venta de energía.

4.2. DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE REPARTO

Como se ha ido explicando los factores de reparto son aquellos valores que son obtenidos a partir de las potencias contratadas para determinar el porcentaje que tienen las generadoras de la potencia y energía total consumida registrada por la Distribuidora.

4.2.1. Identificación de las potencias contratadas

Un primer paso para determinar los factores de reparto, consiste en identificar las potencias contratadas, tanto fijas como variables que de acuerdo a contratos se distribuyen en el mercado regulado y en el mercado libre agrupado en dos grandes grupos: El mercado regulado y libre para Socabaya y el mercado regulado y libre para Repartición. Hay que aclarar que estos son denominaciones de agrupamiento de acuerdo a las zonas de concesión y no guardan relación con los puntos de suministro, salvo, por el reparto de las potencias y energía registradas en estos grupos, a los puntos de suministro que ya se han descrito anteriormente¹⁵.

En las tablas 9, 10, 11 y 12 se muestran parte del cuadro de potencias contratadas por licitación para el mercado regulado y libre en los puntos de Socabaya y Repartición.

¹⁵ Esta distribución se efectuó de acuerdo a contratos para facilitar los términos contractuales establecidos en ellos. Queda claro que estas potencias contratadas y la energía que se asocia a estas potencias fueron determinados sin considerar los requerimientos reales de las distribuidoras, llegando a tener hoy en día problemas de sobrecontratación, evidenciadas en el costo que se tiene por la compra de energía.

Tabla 9 Potencias contratadas para el mercado regulado Socabaya.

POTENCIAS CONTRATADAS PUNTO SUMINISTRO SOCABAYA REGULADOS					
EMPRESA GENERADORA	Licitación	Oferta	Fija	Variable	Total
			kW	kW	kW
ELECTROPERU S.A.	ED-01	1	10,285.63	2,056.91	12,342.54
ENERSUR S.A.	ED-01	1	9,022.30	1,804.05	10,826.35
TERMOCHILCA S.A.C.	ED-01	3	225.87	45.00	270.87
EMPRESA ELECTRICA DE PIURA S.A. -	ED-01	1	406.73	81.00	487.73
EDEGEL S.A.A.	ED-01	1	3,049.39	609.73	3,659.12
CHINANGO S.A.C.	ED-01	1	626.73	125.00	751.73
EGASA 1	ED-01	1	451.73	90.00	541.73
KALLPA GENERACIÓN 2	ED-01	2	3,159.39	631.73	3,791.12
KALLPA	Lic. Privada		11,800.00	2,300.00	14,100.00
TOTAL			135,684.00	27,075.00	162,759.00

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 10 Potencias contratadas para el mercado regulado Repartición.

POTENCIAS CONTRATADAS PUNTO DE SUMINISTRO REPARTICION REGULADOS					
EMPRESA GENERADORA	Licitación	Oferta	Fija	Variable	Total
			kW	kW	kW
ELECTROPERU S.A.	ED-01	1	2281	456	2737
ENERSUR S.A.	ED-01	1	2000	400	2400
KALLPA GENERACION S.A.	ED-01	1	2801	560	3361
TERMOCHILCA S.A.C.	ED-01	1	1743	349	2092
EDEGEL S.A.A.	ED-01	1	676	135	811
CHINANGO S.A.C.	ED-01	1	139	28	167
ENERSUR 2	ED-01	2	1500	300	1800
EGASA 1	ED-01	1	100	20	120
EDEGEL 1	ED-02	1	740	148	888
CHINANGO 1	ED-02	1	152	30	182
KALLPA GENERACION 2	ED-02	2	1533	307	1840
ENERSUR 2	ED-02	2	274	55	329
EEPSA 2	ED-02	2	99	20	119
EDEGEL 2	ED-02	2	740	148	888
CHINANGO 2	ED-02	2	152	30	182
ENERSUR 3	ED-02	3	1916	383	2299
TOTAL			33,900.00	6,778.00	40,678.00

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 11 Potencias contratadas para el mercado libre Socabaya.

POTENCIAS CONTRATADAS PUNTO DE SUMINISTRO SOCABAYA LIBRES					
	Licitación	Oferta	Fija kW	Variable kW	Total kW
ELECTROPERU S.A.	ED-01	1	189	38	227
ENERSUR S.A.	ED-01	1	166	33	199
KALLPA GENERACION S.A.	ED-01	1	233	46	279
TERMOCHILCA S.A.C.	ED-01	1	145	29	174
EGASA 1	ED-01	1	8	2	10
KALLPA GENERACIÓN 2	ED-01	2	58	12	70
EDEGEL 1	ED-02	1	103	21	124
CHINANGO 1	ED-02	1	21	4	25
KALLPA GENERACION 2	ED-02	2	213	43	256
KALLPA GENERACION 3	ED-02	3	106	21	127
ENERSUR 2	ED-02	2	38	8	46
EEPSA 2	ED-02	2	14	3	17
EDEGEL 2	ED-02	2	103	21	124
CHINANGO 2	ED-02	2	21	4	25
ENERSUR 3	ED-02	3	266	53	319
EEPSA 3	ED-02	3	77	15	92
EDEGEL 1	ED-03	1	3	1	4
TOTAL			3,022.00	605.00	3,627.00

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 12 Potencias contratadas para el mercado libre Repartición.

POTENCIAS CONTRATADAS PUNTO DE SUMINISTRO REPARTICION LIBRES					
	Licitación	Oferta	Fija kW	Variable kW	Total kW
ELECTROPERU S.A.	ED-01	1	5.37	1.09	6.46
ENERSUR S.A.	ED-01	1	4.70	0.95	5.65
KALLPA GENERACION S.A.	ED-01	1	6.58	1.36	7.94
TERMOCHILCA S.A.C.	ED-01	1	4.03	0.82	4.84
ENERSUR 2	ED-01	2	3.49	0.68	4.17
EGASA 1	ED-01	1	0.27	-	0.27
KALLPA GENERACIÓN 2	ED-01	2	1.61	0.27	1.88
EDEGEL 1	ED-02	1	2.95	0.54	3.50
CHINANGO 1	ED-02	1	0.54	0.14	0.67
KALLPA GENERACION 2	ED-02	2	6.04	1.22	7.27
KALLPA GENERACION 3	ED-02	3	2.95	0.54	3.50
ENERSUR 2	ED-02	2	1.07	0.27	1.35
EEPSA 2	ED-02	2	0.40	0.14	0.54
EEPSA 3	ED-03	3	0.54	0.14	0.67
EDEGEL 3	ED-03	3	17.05	3.40	20.45
CHINANGO 3	ED-03	3	3.49	0.68	4.17
EGASA 1	ED-03	1	0.40	0.14	0.54
TOTAL			85.00	17.00	102.00

Fuente: Elaboración Propia

4.2.2. Distribución de las potencias de contratos bilaterales

Una vez establecidos los valores de las potencias contratadas se tiene que distribuir las potencias de contratadas por contratos bilaterales, ya que sólo éstos son los que pueden repartirse entre los mercados regulados y libres de cada punto de acuerdo a las necesidades de potencia que se requiera por cada mes. Este punto es crítico, debido a que el desconocimiento de la potencia consumida por cada mercado hace que la distribución de la potencia bilateral no sea la óptima, llegando incluso a pagarse sobrecostos por una imprecisa distribución de esta potencia. Una empresa distribuidora puede tener varios contratos bilaterales para poder cubrir la potencia que necesita para abastecer a los mercados regulados y libres, sin embargo sobre contratarse sería antieconómico, por lo que estos contratos bilaterales son hechos para disminuir los costos de compra debido a que son contratos de mutuo acuerdo los precios en barra de energía están afectos a descuentos o a condiciones que hacen que la empresa distribuidora elija la oferta del generador más conveniente.

En las tablas 13, 14, 15 y 16 podemos ver los factores de reparto calculados de acuerdo a las potencias contratadas tanto para los puntos de Socabaya y repartición y de acuerdo a la distribución de potencias bilaterales, la cual es crítica pues ésta hace se la distribución de las demás empresas generadoras sobre el consumo total aumente o disminuya.

Tabla 13 Factores de reparto para Socabaya Regulados.

REGULADO SOCABAYA	
ELECTROPERÚ	7.58%
ENERSUR	21.10%
KALLPA	31.62%
TERMOCHILCA	6.13%
EEPSA	2.95%
EDEGEL	23.67%
CHINANGO	4.81%
EGASA	2.14%
TOTAL	100.00%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 14 Factores de reparto para Repartición Regulados.

REGULADO REPARTICIÓN	
ELECTROPERÚ	6.73%
ENERSUR	18.70%
KALLPA	39.38%
TERMOCHILCA	5.44%
EEPSA	2.62%
EDEGEL	20.98%
CHINANGO	4.26%
EGASA	1.90%
TOTAL	100.00%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 15 Factores de reparto para Socabaya Libres.

LIBRE SOCABAYA	
ELECTROPERÚ	6.25%
ENERSUR	22.80%
KALLPA	20.19%
TERMOCHILCA	5.06%
EEPSA	3.94%
EDEGEL	32.36%
CHINANGO	6.59%
EGASA	2.81%
TOTAL	100.00%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 16 Factores de reparto para Repartición Libres.

LIBRE REPARTICIÓN	
ELECTROPERÚ	6.32%
ENERSUR	22.91%
KALLPA	20.22%
TERMOCHILCA	5.06%
EEPSA	3.95%
EDEGEL	32.54%
CHINANGO	6.32%
EGASA	2.69%
TOTAL	100.00%

Fuente: Elaboración Propia

4.3. ACTUALIZACIÓN DE PRECIOS BASE DE CONTRATO

Otra de las actividades críticas dentro del proceso de compra de energía es la actualización de precios, que se da de manera trimestral considerando las variaciones del TC, PGN, PD2, PR6, IPP, IPM, etc., tomando en cuenta estos valores podemos entender el porqué del incremento de los precios de energía al variar estos indicadores macroeconómicos. Ya en el capítulo III se describió cómo es que estos valores intervienen en el proceso de actualización de precios, por lo que en este apartado sólo describiremos la obtención de estos precios y su incidencia en el proceso de compra de energía.

4.3.1. Precios de potencia

Los precios de potencia se actualizan en base al cálculo de un factor p como se explicó en los apartados anteriores. En la tabla 17 se muestra el proceso de cálculo del factor p para la actualización de los precios de potencia, sólo para algunos contratos.

Tabla 17 Cálculo del factor p.

Actualización de precio de Potencia									FACTOR ACTUALIZA CION POTENCIA
Fórmula de actualización, constantes y parámetros									
Fórmula	Constantes		Parámetros						
Potencia	a	b	IPM	IPMo	IPP	IPPo	TC	TCo	
Factorp = a * (TC/Tco) * (IPP/IPPo) + b * (IPM/IPMo)	0.7772	0.2228	216.131075	187.504712	190.5	172.1	3.097	2.948	1.1606
Factorp = a * (TC/Tco) * (IPP/IPPo) + b * (IPM/IPMo)	0.7772	0.2228	216.131075	187.504712	190.5	172.1	3.097	2.948	1.1606
Factorp = a * (TC/Tco) * (IPP/IPPo) + b * (IPM/IPMo)	0.7772	0.2228	216.131075	187.504712	190.5	172.1	3.097	2.948	1.1606
Factorp = a * (TC/Tco) * (IPP/IPPo) + b * (IPM/IPMo)	0.7772	0.2228	216.131075	187.504712	190.5	172.1	3.097	2.948	1.1606
Factorp = a * (TC/Tco) * (IPP/IPPo) + b * (IPM/IPMo)	0.7772	0.2228	216.131075	187.504712	190.5	172.1	3.097	2.948	1.1606
Factorp = a * (TC/Tco) * (IPP/IPPo) + b * (IPM/IPMo)	0.7772	0.2228	216.131075	187.504712	190.5	172.1	3.097	2.948	1.1606
Factorp = a * (TC/Tco) * (IPP/IPPo) + b * (IPM/IPMo)	0.7772	0.2228	216.131075	187.504712	190.5	172.1	3.097	2.948	1.1606
Factorp = a * (TC/Tco) * (IPP/IPPo) + b * (IPM/IPMo)	0.7772	0.2228	216.131075	187.504712	190.5	172.1	3.097	2.948	1.1606

Fuente: Elaboración Propia

Una vez obtenido los valores de los factores para la actualización de los precios de potencia se debe hacer una comparación de estos factores con los factores del mes anterior, si este valor no tiene una variación de más del 5% se mantiene el valor anterior hasta que en periodos posteriores haya dicha variación; en la tabla 18 se aprecia que el factor p anterior al calculado en la tabla 17 es de 1.1222, el cual se mantiene pues el nuevo valor de 1.1606 representa una variación del 3.42%, no llegando a alcanzar el 5% requerido para la actualización, motivo por el cual se

mantiene el valor de 1.1222. Hay que recalcar que este proceso se hace para todos los contratos con todos los generadores con los cuales se tiene los contratos de licitación. Para los contratos bilaterales este proceso no es válido, ya que ahí se tienen precios regulados en barra, calculados en base a factores publicado por OSINERGMIN.

Tabla 18 Factor p para actualización del precio de potencia.

PRECIOS BASE	
Precios iniciales (P)	16.98
Factor de actualización tarifaria:	
Factor p	1.1222
Precio de Potencia (P*p)	19.05

Fuente: Elaboración Propia

4.3.2. Precios de energía

Los precios de energía tienen el mismo criterio de cálculo que la potencia, sólo que en este caso aparecen dos precios base, una para Horas fuera de punta y otra para Horas punta. De igual manera que en el caso anterior la variación del factor de energía no supera el 5%, por lo que se mantiene el valor anterior de 1.2489.

Tabla 19 Cálculo del factor e.

Actualización de precio de la Energía														
Fórmula de actualización, constantes y parámetros														
Fórmula	Constantes					Parámetros								
Energía	d	e	f	g	cb	PDZ	PDZo \$/Gln.	PR6	PR6o \$/Gln.	PGN	S/./MMBtu	PCB	PCBo \$/Ton.	FACTOR ACTUALIZA CION ENERGIA
Factor e = $d * (TC/TCo) * (IP/IPPo) * e * (PDZ/PDZo) + f * (PR6/PR6o) + g * (PGN/PGNo) + cb * (PCB/PCBo)$	0.113	0.066	0.134	0.587	0.100	6.69	5.38	4.47	3.03	9.018	6.632	260.117	339.67	1.2861
Factor e = $d * (TC/TCo) * (IP/IPPo) * e * (PDZ/PDZo) + f * (PR6/PR6o) + g * (PGN/PGNo) + cb * (PCB/PCBo)$	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	6.69	5.38	4.47	3.03	9.018	6.632	260.117	339.67	1.3598
Factor e = $g * (PGN/PGNo)$	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	6.69	0.00	4.47	0.00	9.018	6.632	260.117	0.00	1.3598
Factor e = $d * (TC/TCo) * (IP/IPPo) * e * (PDZ/PDZo) + f * (PR6/PR6o) + g * (PGN/PGNo) + cb * (PCB/PCBo)$	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	6.69	5.38	4.47	3.03	9.018	6.632	260.117	339.67	1.3598
Factor e = $d * (TC/TCo) * (IP/IPPo) * e * (PDZ/PDZo) + f * (PR6/PR6o) + g * (PGN/PGNo) + cb * (PCB/PCBo)$	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	6.69	5.38	4.47	3.03	9.018	6.632	260.117	339.67	1.3598
Factor e = $d * (TC/TCo) * (IP/IPPo) * e * (PDZ/PDZo) + f * (PR6/PR6o) + g * (PGN/PGNo) + cb * (PCB/PCBo)$	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	6.69	5.38	4.47	3.03	9.018	6.632	260.117	339.67	1.3598

Fuente: Elaboración Propia

De la tabla 20 poder ver que el proceso de cálculo se da para los casos de HP y HFP.

Tabla 20 Factor e para actualización del precio de energía.

	H.P.	H.F.P.
Precios iniciales (E)	12.39	10.37
Factor de actualización tarifaria: Factor e	1.2489	1.2489
Precio de Potencia E*e	15.47	12.95

Fuente: Elaboración Propia

4.4. IDENTIFICACIÓN DE LAS POTENCIAS COINCIDENTES

La identificación de las potencias coincidentes es importante y crítica, pues de la identificación de éstas depende el proceso de compra de energía. Las correctas mediciones y los correctos cálculos de estas potencias hacen posible el conocimiento de las potencias requeridas para cada punto de suministro y así establecer la correcta distribución de las potencias bilaterales. Debido a la elevada aleatoriedad existente en estos valores es que se hace imprescindible contar con esta información a tiempo para optimizar el proceso de compra al establecer una correcta distribución de la potencia bilateral dentro de los puntos de suministro.

Tabla 21 Puntos de suministro agrupados para el reparto de potencia de acuerdo a la potencia coincidente.

PUNTO DE SUMINISTRO		TIPO DE MERCADO	NIVEL DE TENSIÓN
SOCABAYA	SOCABAYA	MERCADO REGULADO	34.5kV
	CHILINA		33kV
	SANTUARIO		13.8kV
	CALLALLI		138kV
REPARTICIÓN	MOLLENDON		138kV
	REPARTICION		138kV
	MARCONA		60kV
SOCABAYA	SOCABAYA	MERCADO LIBRE	34.5kV
REPARTICIÓN	MOLLENDON		138kV

Fuente: Elaboración Propia

En la tabla 22 para el periodo analizado en esta tesis podemos observar los valores de las potencias coincidentes en cada punto de suministro, hay que mencionar que estos valores están dados en Kilovatios, a fin de facilitar los cálculos.

Tabla 22 Potencia coincidente para cada punto de suministro.

PUNTO DE SUMINISTRO	POT. COINCIDENTE SEIN
SOCABAYA	79,989.20
CHILINA	66,080.74
SANTUARIO	8.27
CALLALLI	2,824.79
TOTAL SOCABAYA REGULADOS	148,903.00
MOLLEND	7,249.00
REPARTICION	20,421.78
MARCONA	5,470.46
TOTAL REPARTICION REGULADOS	33,141.24
SOCABAYA LIBRES	2,151.36
REPARTICION (MOLLEND) LIBRES	30.89
TOTAL GENERAL	184,226.49

Fuente: Elaboración Propia

4.4.1. Medición real en cada punto de compra

Las mediciones son la base para poder determinar los consumos mensuales, estas mediciones se registran cada 15min de acuerdo a lo que se estipula en la normatividad vigente. Dentro de la empresa concesionaria estas mediciones se dan en forma de perfiles de carga (Fig.24), en dónde estos valores son convertidos a potencia de acuerdo a unos factores de transformación propios de cada medidor. Hay que tener en cuenta que cada medidor de acuerdo a su marca tiene factores de conversión diferentes.

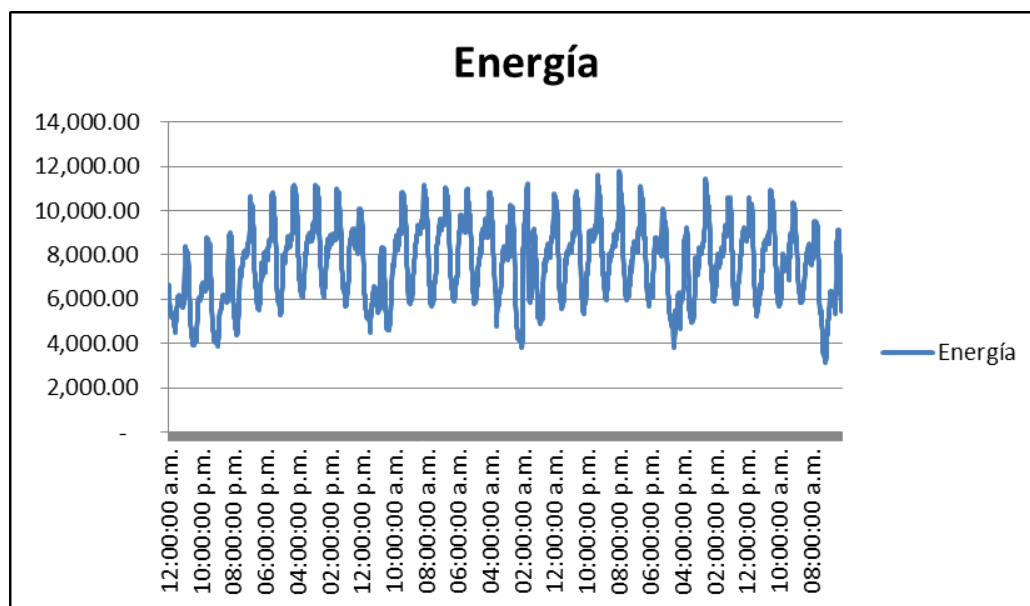


Fig. 24 Perfil de carga para la medición en el transformador Socabaya.

Fuente: Elaboración propia.

Para poder obtener la medición real en la concesionaria se suman y restan los valores de las mediciones de acuerdo a si la energía y potencia es suministrada por la Distribuidora o por una generadora. Por ejemplo, si un cliente dentro de la zona de concesión de la distribuidora tiene un contrato de suministro con una generadora, esta energía es descontada de la medición total de la distribuidora a fin de obtener el valor real del consumo, esta operación se hace para cada punto de medición en el cual no se tiene contrato de suministro con el cliente de otra empresa.

4.4.2. Máxima demanda COES

La máxima demanda es dada por el COES mensualmente según se muestra en la tabla 23, y es usada para determinar las potencias coincidentes en cada punto de suministro de la concesionaria.

Tabla 23 Máxima potencia registrada por el COES.

Demandas registradas en el día que ocurrió la Máxima Demanda				
BLOQUE HORARIO	FECHA HORA	Interconexiones Internacionales		SEIN MW
		PER-ECU Exportación MW	ECU-PER Importación MW	
MAXIMA	2015-05-18 19:00	0.000	0.000	5,944.086
MEDIA	2015-05-18 17:45	0.000	0.000	5,671.138
MINIMA	2015-05-18 03:45	0.000	0.000	4,090.404

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	MW
AGRO INDUSTRIAL PARAMONGA	PARAMONGA	TGV01	13.428
AGUAS Y ENERGIA PERU	CENTRAL HIDROELÉCTRICA PÍAS 1	G1_C.H. PÍAS 1	6.029
		G2_C.H. PÍAS 1	5.982
CELEPSA	CH EL PLATANAL	CH EL PLATANAL G1	109.952
		CH EL PLATANAL G2	108.005
CHINANGO S.A.C.	C.H. CHIMAY	CHIMAY1	76.142
		CHIMAY2	76.198
	C.H. YANANGO	YANAN1	41.175
EDEGEL	C.H. CALLAHUANCA	CALL1	15.240
		CALL2	15.205
		CALL3	14.950
		CALL4	33.058
	C.H. HUINCO	HCO1	61.884
		HCO2	63.513
		HCO3	52.962
		HCO4	63.274
	C.H. HUAMPANI	HPN1	16.139
		HPN2	15.293
	C.H. MATUCANA	MAT1	54.641
		MAT2	53.505
	C.H. MOYOPAMPA	MOY1	24.232
		MOY2	22.890
		MOY3	23.047
	C.T. STA ROSA UTI	STA ROSA - UTI5	46.332
		STA ROSA - UTI6	0.000
	C.T. STA.ROSA WEST	TG7 WEST	0.000
		TG8 SIEMENS	176.067
	C.T. VENTANILLA	VENT_TG3	0.000
		VENT_TG4	143.318
		VENT_TV	83.192

Fuente: COES.

Como se puede observar el COES toma en cuenta las potencias producidas por cada generador en la fecha y hora de la máxima demanda a fin de establecer la producción máxima de potencia y energía. En la Fig.25 se aprecia el perfil de carga del día de la

máxima demanda, dándose para la imagen a las 19 horas, este valor cambia mensualmente, pues los consumos de potencia y energía son altamente aleatorios.

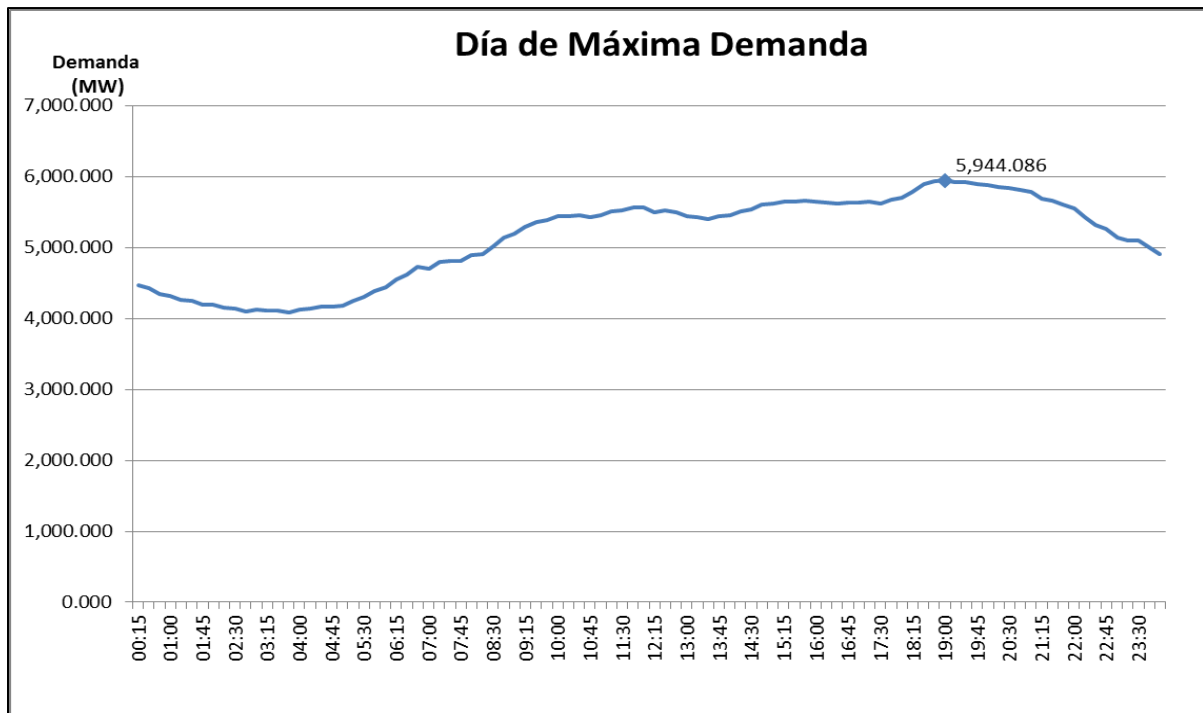


Fig. 25 Máxima demanda calculada por el COES.

Fuente: COES.

4.5. PRINCIPALES RIESGOS EN EL PROCESO DE COMPRA DE ENERGÍA

Mensualmente al efectuarse la compra se registran diversos problemas, los cuales son identificados principalmente en dos grupos, riesgos de medición y riesgos de incertidumbre de consumo. Éste último es importante debido a que motiva la elaboración de esta tesis, en la que a partir del desconocimiento de los valores de la potencia coincidente, hace que la distribución de la potencia bilateral no sea eficientemente, incurriendo en costos que de alguna manera u otra afecta el costo total de la compra de energía eléctrica. Es por ello que en esta parte se hace una descripción de los riesgos basado en la importancia que tienen para la obtención de la potencia y energía total consumida.

4.5.1. Riesgos en la Medición de energía

La medición es una de las actividades más críticas que se tiene, ya que ésta determina los consumos de la distribuidora y algún error en él podría causar pérdidas o sanciones por pagar de menos a los generadores. En la tabla 24 se muestra el impacto de los riesgos del proceso de lecturas de consumos.

Tabla 24 Impacto de los riesgos.

Escala de impactos	
Altao Impacto	5
Impacto medio	3
Impacto bajo	1

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 25 se muestra la matriz de riesgos del proceso de lectura con su impacto. Se puede apreciar que un error en la lectura así como daños en el medidor tiene impactos elevados, incurriendo en riesgos elevados, debido a que la obtención de las potencias coincidentes es crítica.

Tabla 25 Matriz de riesgos de lectura.

Riesgos	Impacto
Lecturas erradas	5
Desconfiguración de los medidores	3
Pérdida de comunicación entre el medidor y el software de lectura	3
Demora en la toma de lecturas	1
Medidor quemado	5
Medidor apagado	5

Fuente: Elaboración propia

Dentro del proceso de compra de energía se incurren en costos elevados si es que la medición no es eficiente, es por ello que en este apartado se muestra el impacto sobre el proceso de la medición.

4.5.2. Riesgo en la incertidumbre del consumo

Otro de los riesgos del proceso de compra de energía es la incertidumbre del consumo, es decir el desconocimiento del valor del consumo mensual para la distribución de las potencias bilaterales. En la tabla 26 se muestra la matriz de los riesgos de la incertidumbre del consumo.

Tabla 26 Matriz de riesgos de la incertidumbre de consumos.

Riesgos	Impacto
Mala distribución de potencias	5
Costos elevados	5
Mala asignación de transferencias al COES por el coordinador	3

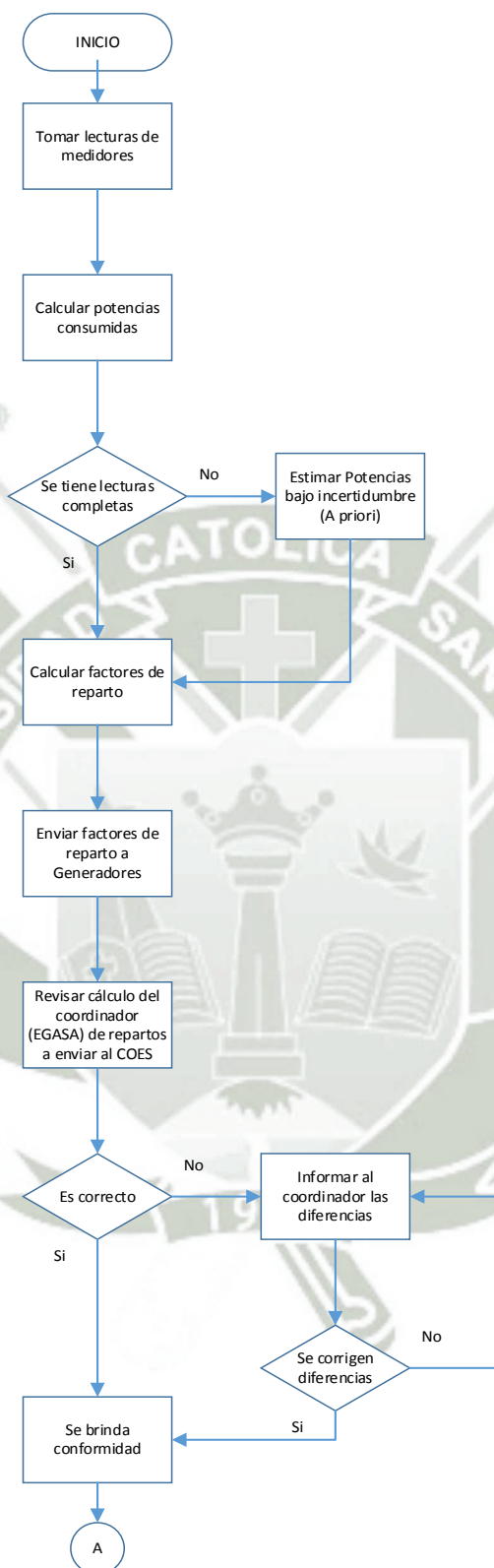
Fuente: Elaboración propia

Se puede observar que una mala distribución de potencias tiene un impacto grande, sobre los costos que también tienen un impacto elevado debido a que como se ha ido explicando, los costos de las potencias de los bilaterales son menores a los costos de las potencias de los contratos de licitación, es por ello que asignar la potencia de los bilaterales correctamente disminuye los costos en los puntos de suministros ya que disminuye los costos incurridos por el consumo de la potencia variable, la cual tiene un precio de licitación a largo plazo.

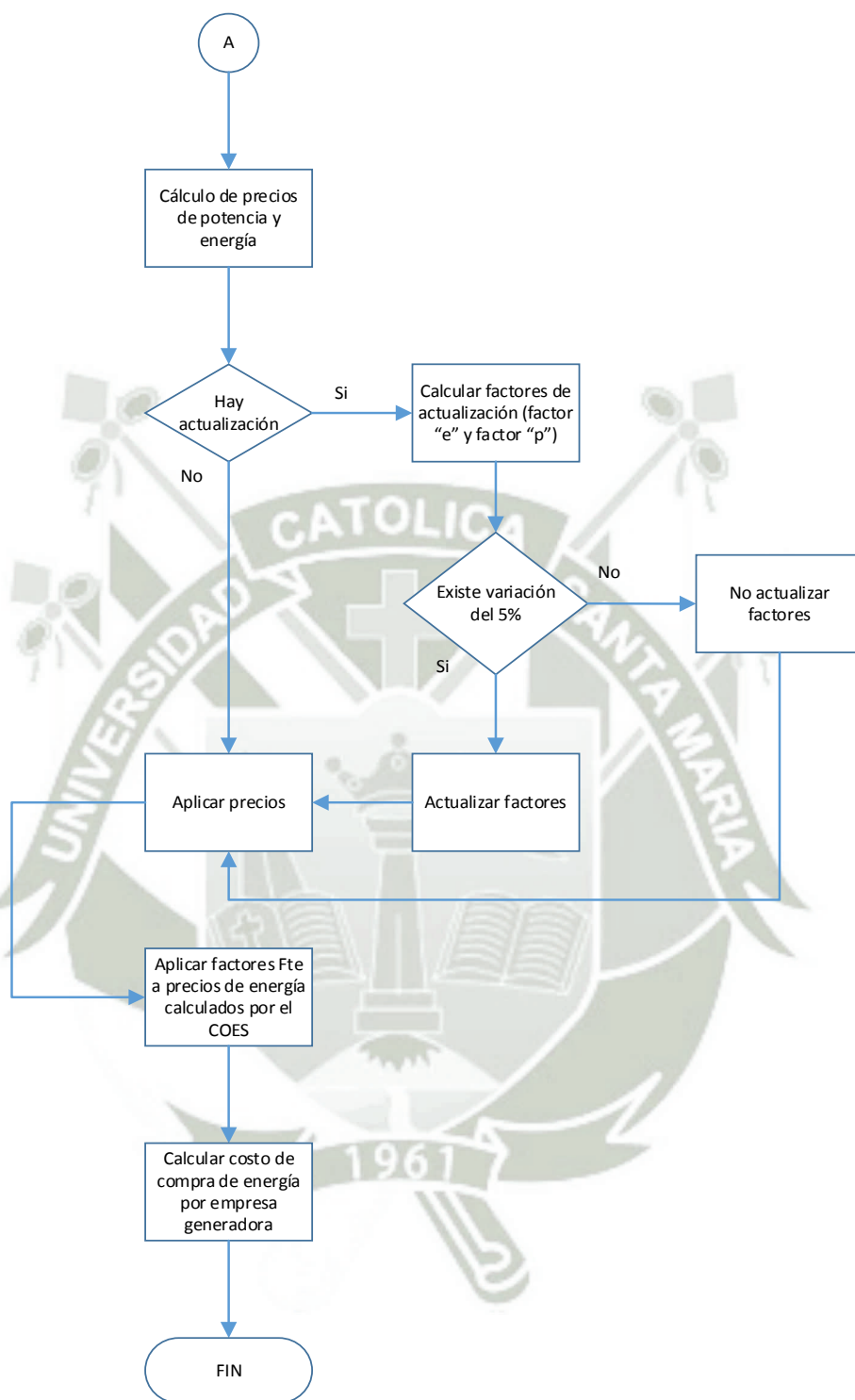
En el capítulo V se mostrará el modelo de simulación Monte Carlo, el cual estima los valores de las potencias coincidentes para encontrar la correcta distribución de la potencia bilateral optimizando los costos de compra.

4.6. DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El diagrama de flujo del proceso de compra se muestra a continuación, en la cual se aplica lo anteriormente descrito.



(a)



(b)

Fig. 26 (a) y (b) Diagrama de flujo del proceso de compra de energía.

Fuente: Elaboración propia.

CAPÍTULO V

APLICACIÓN DEL MODELO MONTE CARLO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

5.1. ANÁLISIS DE LA DATA HISTÓRICA DE POTENCIA Y ENERGÍA ELÉCTRICA

Para poder identificar las funciones de distribución de los puntos de suministro se ha tomado una muestra de datos históricos de siete años del consumo de potencias en los puntos de suministro de la concesionaria.

a. Análisis del comportamiento de la Data Histórica para la Potencia consumida

En la Fig.27 se muestra la tendencia del comportamiento de la data de consumos de potencia para el punto de suministro Socabaya del mercado regulado, si bien es cierto podemos suponer que la tendencia es lineal y creciente, cada entrada es aleatoria, debido a que no se puede determinar con total seguridad cual sería el consumo de potencia en cada periodo de compra.

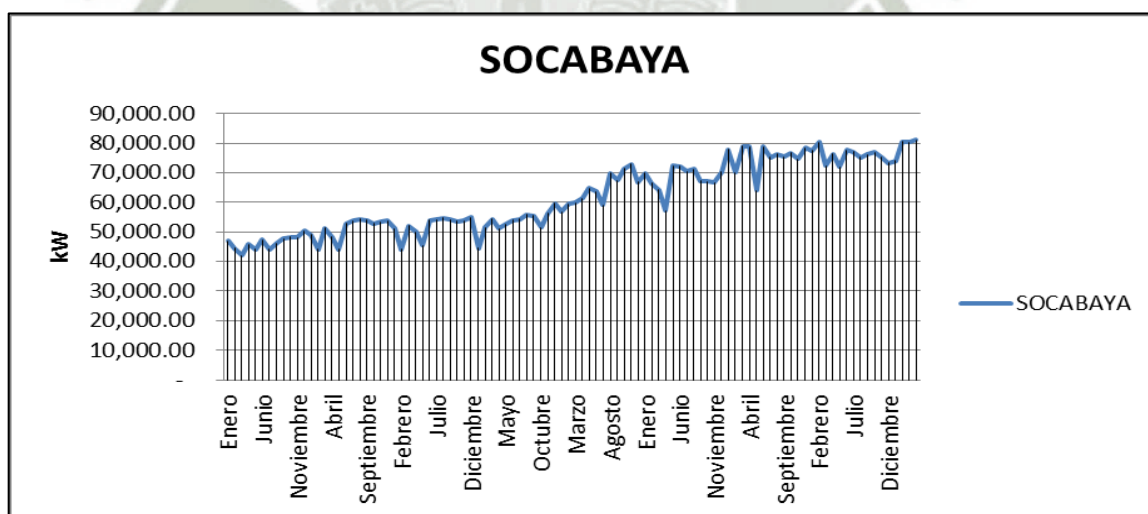


Fig. 27 Tendencia del comportamiento de la potencia en el punto de suministro Socabaya regulados.

Fuente: Elaboración propia.

En la Fig.28 se muestra la tendencia de la data en el punto de Chilina del mercado regulado, en dónde se aprecia una débil tendencia creciente con algunos picos de consumo debidos principalmente a factores altamente aleatorios, como la cultura de consumo de los usuarios, tendencias económicas y coyunturas sociales que determinan el comportamiento del consumo en este punto.

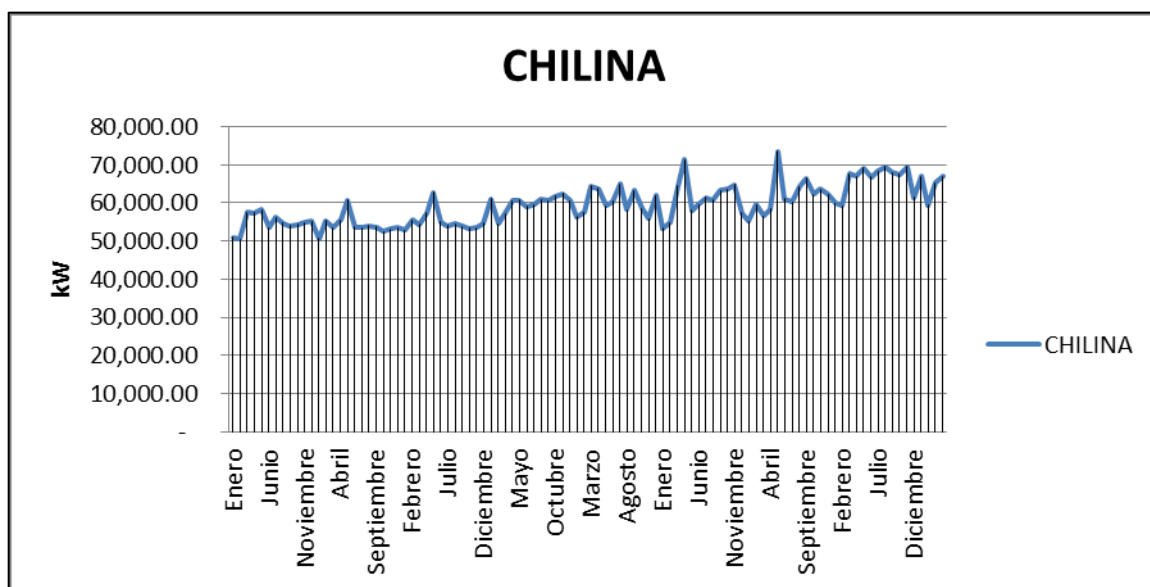


Fig. 28 Tendencia del comportamiento de la potencia en el punto de suministro Chilina regulados.

Fuente: Elaboración propia.

En la Fig.29 sucede un hecho muy curioso, la tendencia de consumo de potencia en este punto de suministro no tiene una tendencia marcada, debido principalmente a que en este punto hubo un crecimiento inesperado de usuarios, debido a factores económicos que marcaron un desarrollo rápido en las zonas alimentadas por este punto de suministro.

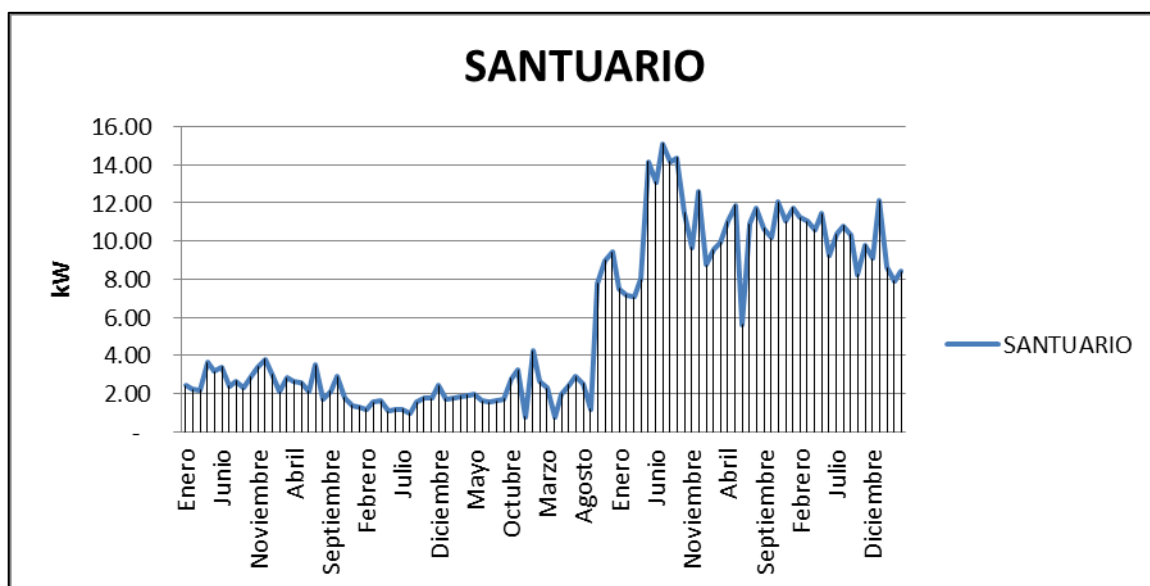


Fig. 29 Tendencia del comportamiento de la potencia en el punto de suministro Santuario regulados.

Fuente: Elaboración propia.

De la Fig.30 la tendencia en Callalli regulado es creciente con picos sostenidos de consumos elevados respecto al promedio, no obstante los consumos bajos denotan una tendencia determinada por ciertos periodos de tiempo. Hay que señalar que dependiendo de cada mes del año hay una tendencia en el consumo relativamente frecuente, ya que en periodos de verano hay un mayor consumo, especialmente por el uso de aires acondicionados, lo mismo para periodos de invierno en el que el incremento es mayor, pero no se debe aseverar la certeza de estos factores ya que hay periodos que en los que, incluso siendo verano, los consumos disminuyen, ya sea por ahorros de energía al haber una elevación en los precios de venta de energía y potencia o por diversos factores que no son predecibles, he aquí la naturaleza aleatoria del consumo de potencia y energía eléctrica.

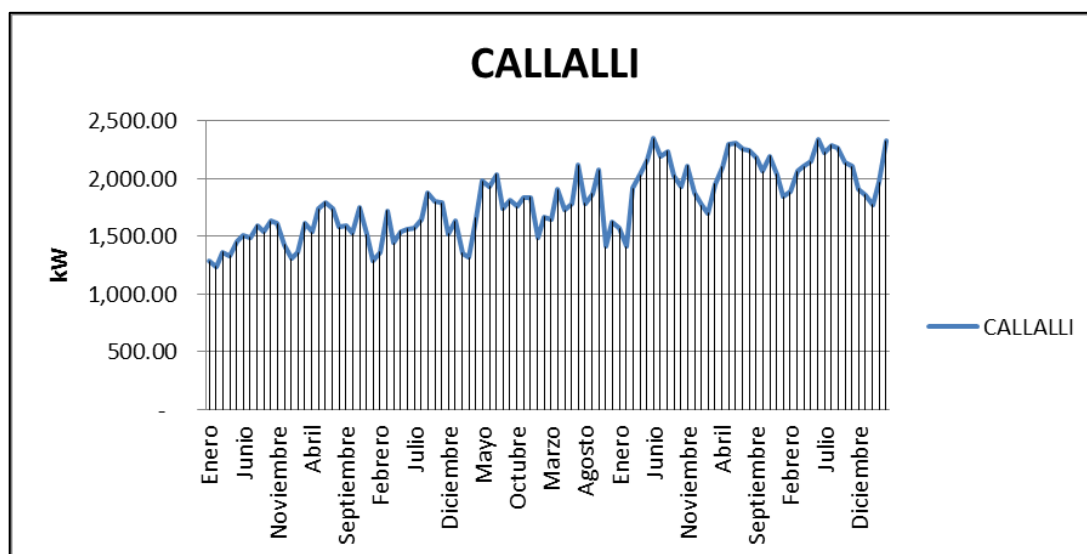


Fig. 30 Tendencia del comportamiento de la potencia en el punto de suministro Callalli regulados.

Fuente: Elaboración propia.

En la Fig.31 la tendencia de la data para Mollendo regulado es casi uniforme, con picos y valles de consumo altamente aleatorios.

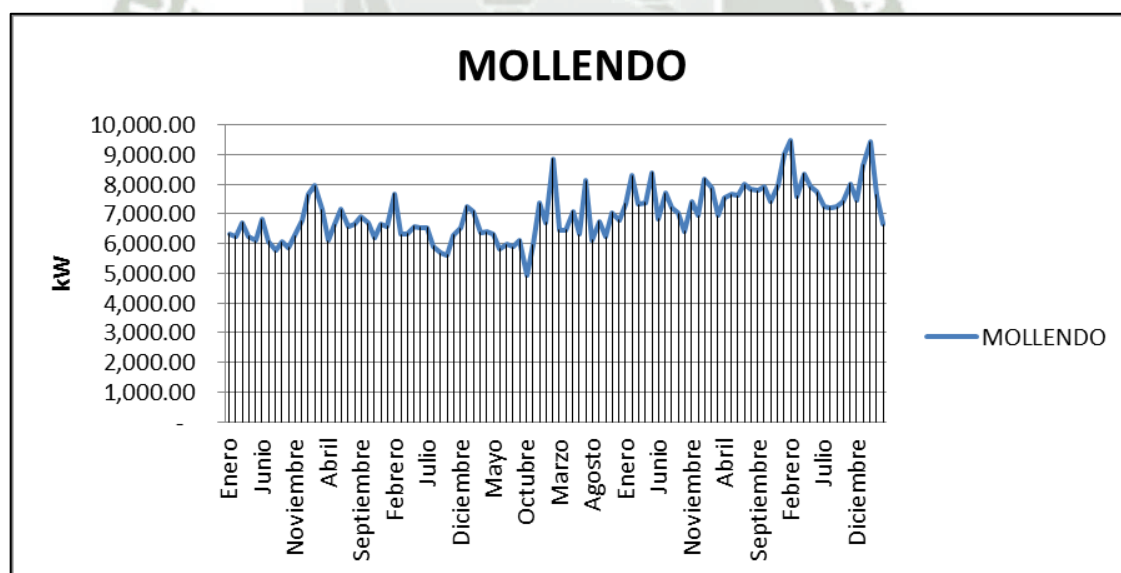


Fig. 31 Tendencia del comportamiento de la potencia en el punto de suministro Mollendo regulados.

Fuente: Elaboración propia.

En la Fig.32 la tendencia para el punto Repartición regulado es creciente cuasi lineal. Se debe tener claro que la gráfica muestra la data acumulada de 7 años, por lo que al extenderla esta aparente linealidad se hace aleatoria.

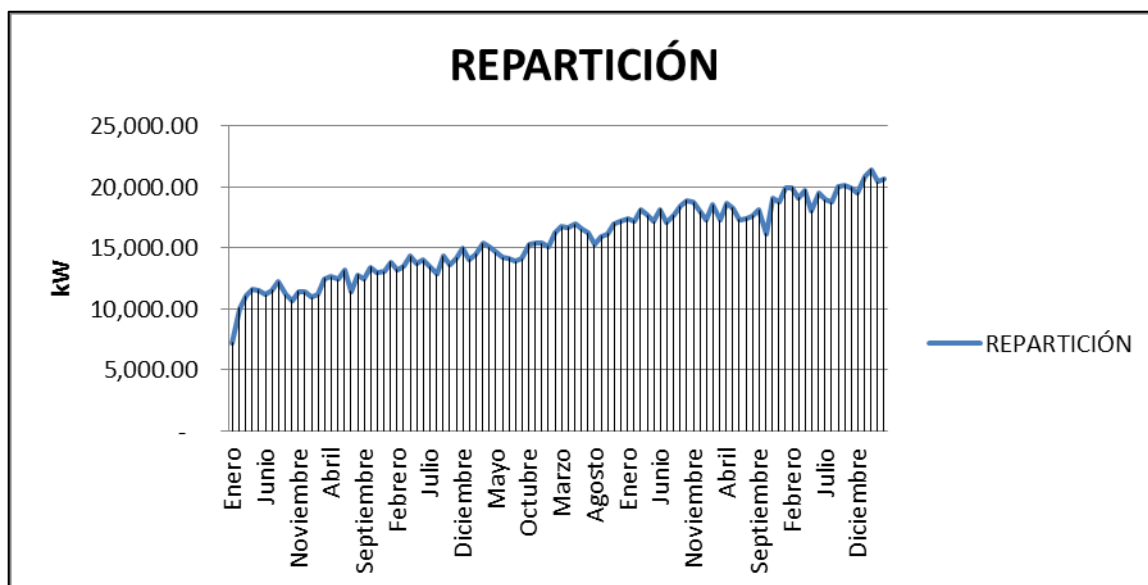


Fig. 32 Tendencia del comportamiento de la potencia en el punto de suministro Repartición regulados.

Fuente: Elaboración propia.

De la Fig.33 se puede observar que Marcona regulado tiene periodos de consumo en el cual hay caídas muy marcadas, aunque también hay periodos en los que se mantiene una tendencia creciente.

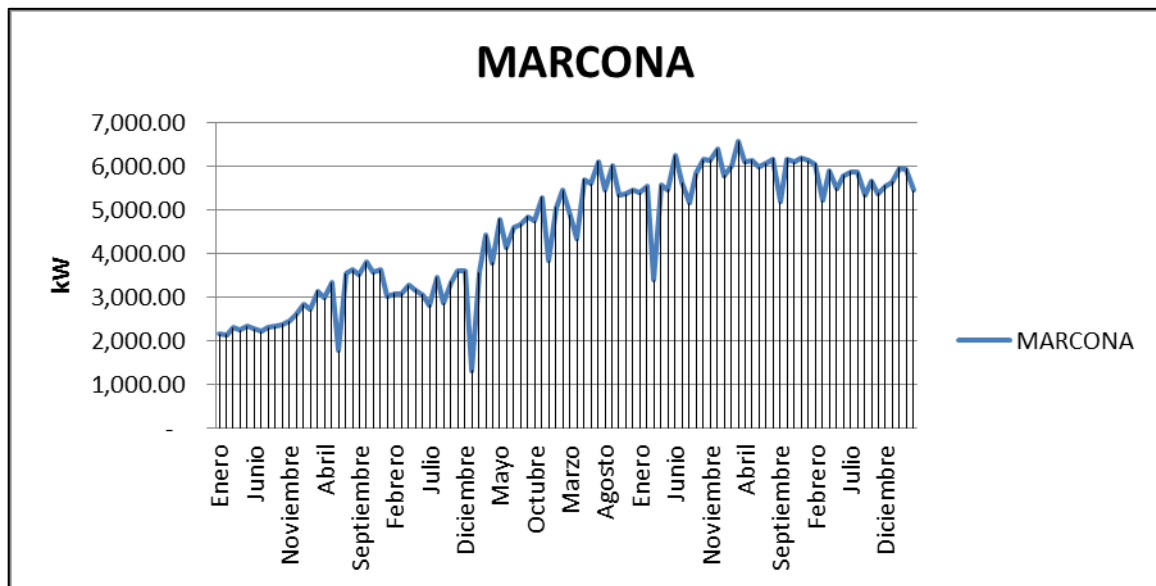
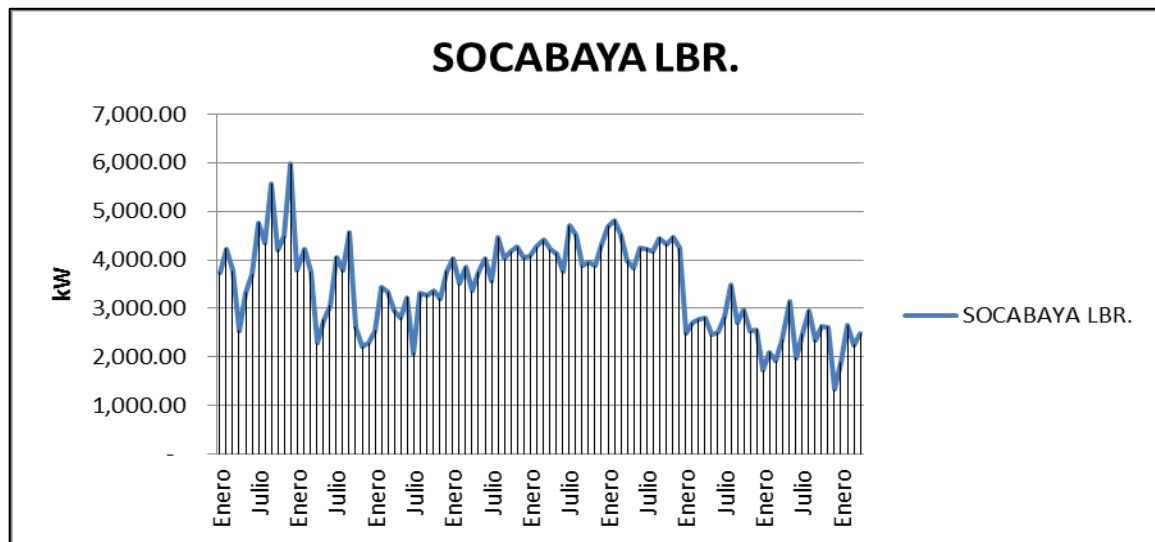


Fig. 33 Tendencia del comportamiento de la potencia en el punto de suministro Marcona regulados.

Fuente: Elaboración propia.

En la Fig.34 se aprecia la tendencia de Socabaya para el mercado libre, en el cual la marcada aleatoriedad se debe a la incertidumbre en el consumo de los clientes libres, quienes de acuerdo a factores internos como políticas de consumo o el uso de energía para aumentar o disminuir la producción de sus plantas hacen altamente aleatoria el consumo para este punto de suministro, además interviene aquí una factor que puede hacer que el modelo de Monte Carlo no converja, que es el cambio de suministro de algún cliente libre, el cual pasa a ser alimentado por un generador, cambiando drásticamente el consumo en este punto de suministro. Este riesgo es latente, especialmente a que un generador tiene un manejo mejor de sus costos respecto a un distribuidor, haciendo más atractivo para el cliente libre el paso de ser alimentado por el distribuidor a ser alimentado por un generador.



**Fig. 34 Tendencia del comportamiento de la potencia en el punto de suministro
Socabaya Libres.**

Fuente: Elaboración propia.

Para el punto de suministro Mollendo Libre, la tendencia es la misma que para Socabaya libre, teniendo una marcada aleatoriedad debido a la impredecible del consumo de potencia de los clientes libres ubicados en este punto de suministro.

Se debe tener muy en claro que existe un desconocimiento de los consumos por cada mes, ya que como se ha ido mencionando existen variados factores que influyen de forma muy marcada en la tendencia del comportamiento de la data para el mercado libre. Las empresas de distribución tienen potencias contratadas para cada cliente libre, teniendo dentro de sus cláusulas ciertas penalidades por sobrepasar el consumo de la potencia contratada o por inyectar perturbaciones en la forma de onda de tensión a la red eléctrica, como pueden ser, hablando en forma técnica, armónicos de tensión o corriente, que al ser propagados por la red, dañan los equipos de la distribuidora o equipos cercanos a las instalaciones de estos clientes libres. Es decir, existen factores que no son controlables y que intervienen en el manejo del consumo por cada cliente libre. Tal vez en algún mes haya una elevada producción o una producción reducida a la mitad del periodo anterior por parte del cliente

libre, quien haciendo honor a su designación, es libre de usar la potencia y la energía que tiene contratada con la distribuidora, a su gusto, es por ello que este trabajo de tesis se sustenta en la aleatoriedad de las variables de entrada al proceso de compra de energía, reduciendo la incertidumbre del consumo mensual para asignar correctamente la potencia de los contratos bilaterales, optimizando así los costos de compra de potencia y energía eléctrica.

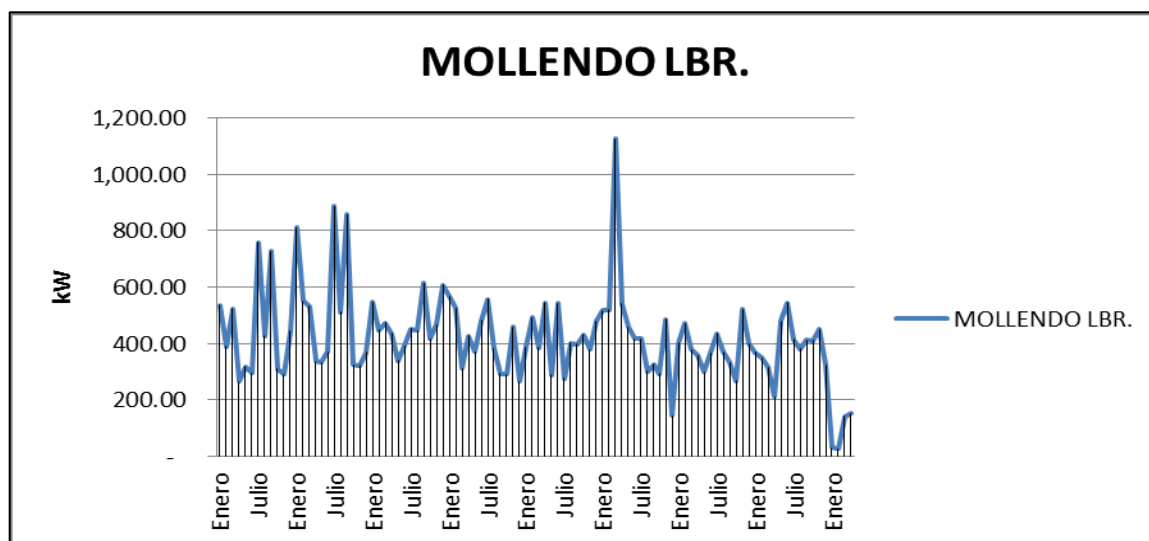
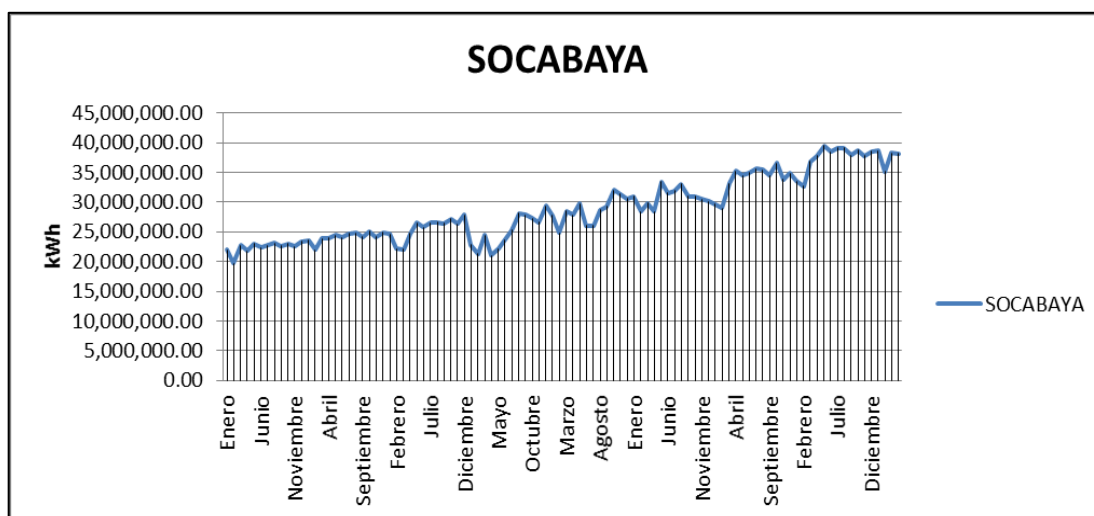


Fig. 35 Tendencia del comportamiento de la potencia en el punto de suministro Mollendo Libres.

Fuente: Elaboración propia.

b. Análisis del comportamiento de la Data Histórica para la Energía consumida

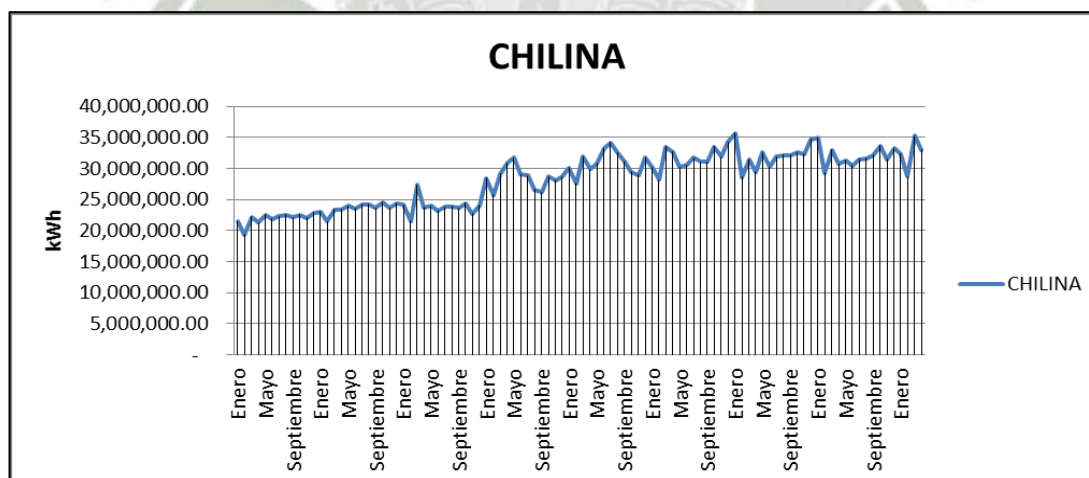
En la Fig.36 apreciamos la tendencia de la data para la energía en el punto de suministro Socabaya regulados, en la cual se puede notar una clara tendencia creciente, explicada de muchos modos, tanto por un consumo elevado, ya sea del consumo residencial como del creciente ingreso de nuevos clientes. A partir de estos se pueden tener en cuenta muchos enfoques de análisis del consumo de energía primando el enfoque económico, marcado por un crecimiento de la economía peruana sostenido en los años anteriores, teniendo un estancamiento en este último año, registrado en la los últimos periodos mostrados en la Fig.36.



**Fig. 36 Tendencia del comportamiento de la energía en el punto de suministro
Socabaya regulados.**

Fuente: Elaboración propia.

En la Fig.37 se aprecia la tendencia del consumo de energía para Chilina regulado, el cual también muestra un incremento a comparación de periodos anteriores. Se ven picos de consumo de aproximadamente 35 millones de kWh en ciertos periodos debidos a eventos particulares, propios de la aleatoriedad del sector.



**Fig. 37 Tendencia del comportamiento de la energía en el punto de suministro
Chilina regulados.**

Fuente: Elaboración propia.

En la Fig.38 se muestra la tendencia del consumo de energía para el punto Santuario regulado, en el cual se aprecia un pico de consumo de aproximadamente 9,000.00kWh y un consumo mínimo de aproximadamente 600kWh. Como se ve la tendencia es creciente hasta cierto punto y luego se aprecia un descenso en estos últimos años, debido principalmente a factores sociales y económicos.

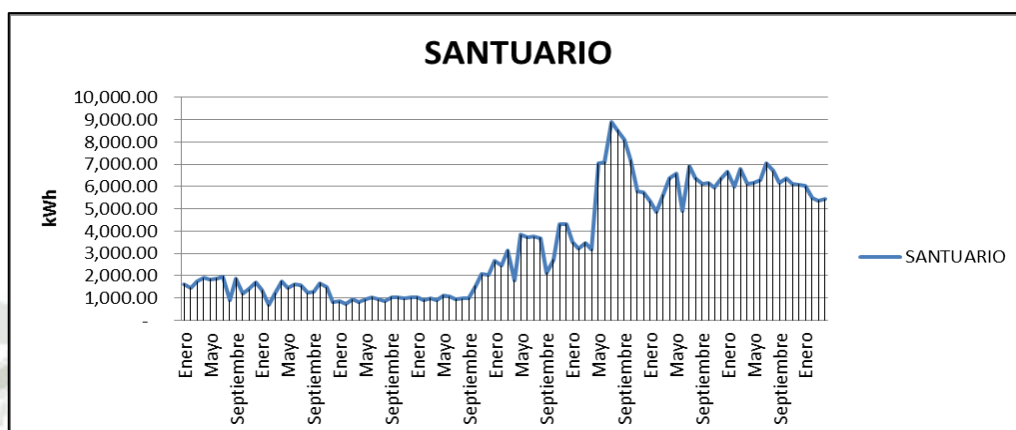


Fig. 38 Tendencia del comportamiento de la energía en el punto de suministro Santuario regulados.

Fuente: Elaboración propia.

En la Fig.39 se aprecia la tendencia de consumo para el punto Callalli regulado, teniendo un comportamiento oscilatorio en el consumo de energía eléctrica.

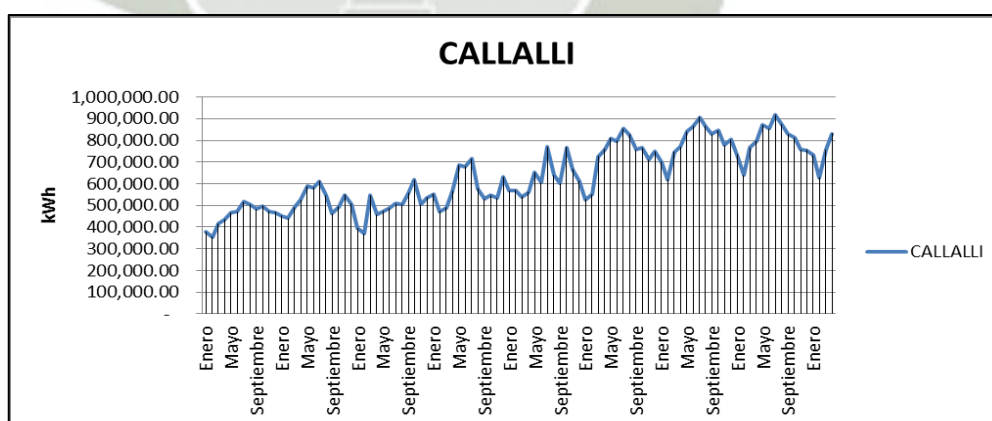


Fig. 39 Tendencia del comportamiento de la energía en el punto de suministro Callalli regulados.

Fuente: Elaboración propia.

En la Fig.40 se muestra la tendencia del consumo para el mercado regulado de Mollendo, en el cual se nota un crecimiento con picos de consumo para ciertos periodos y un descenso para el último periodo por factores ya mencionados en los apartados anteriores.

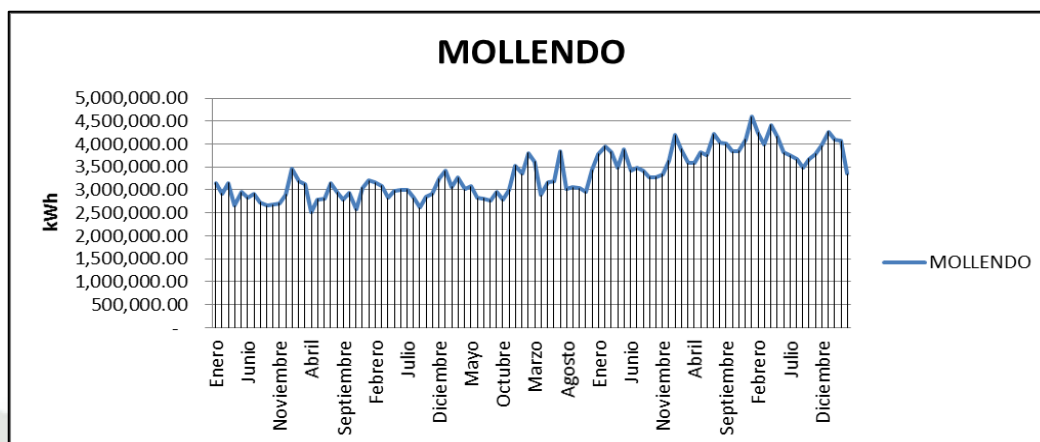


Fig. 40 Tendencia del comportamiento de la energía en el punto de suministro Mollendo regulados.

Fuente: Elaboración propia.

De la Fig.41 se puede deducir que la tendencia de consumo para el punto Repartición regulado es creciente y cuasi lineal.

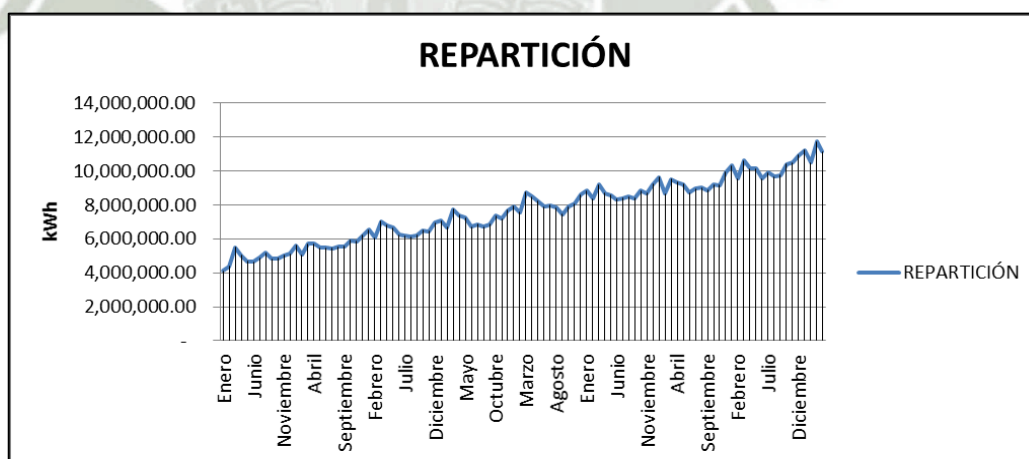


Fig. 41 Tendencia del comportamiento de la energía en el punto de suministro Repartición regulados.

Fuente: Elaboración propia.

En la Fig.42 se muestra la tendencia para el punto de suministro Marcona, en el cual se aprecia una disminución del consumo para el último periodo.

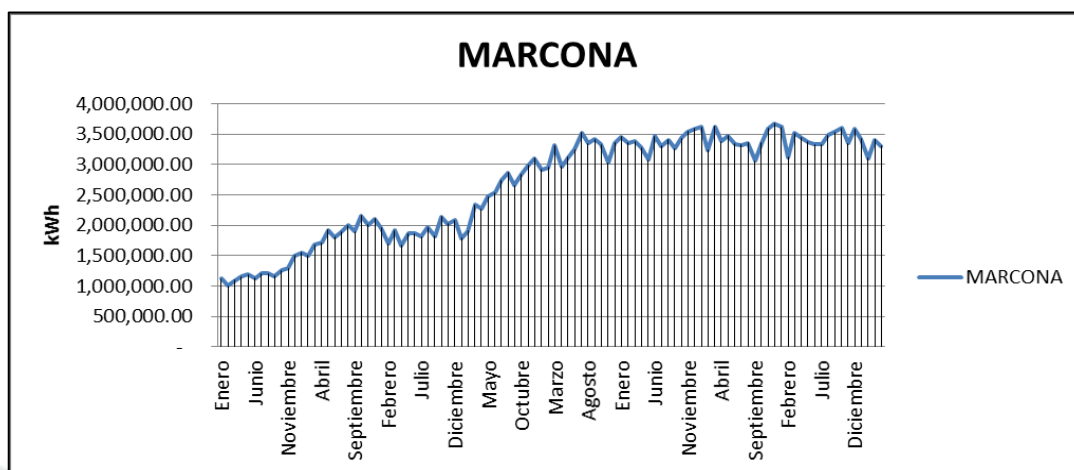


Fig. 42 Tendencia del comportamiento de la energía en el punto de suministro Marcona regulados.

Fuente: Elaboración propia.

En la Fig.43 la tendencia para el punto de suministro Socabaya Libre es muy variable, debido a que el consumo de esta depende de los programas de producción de los clientes libres suministrados por este punto.

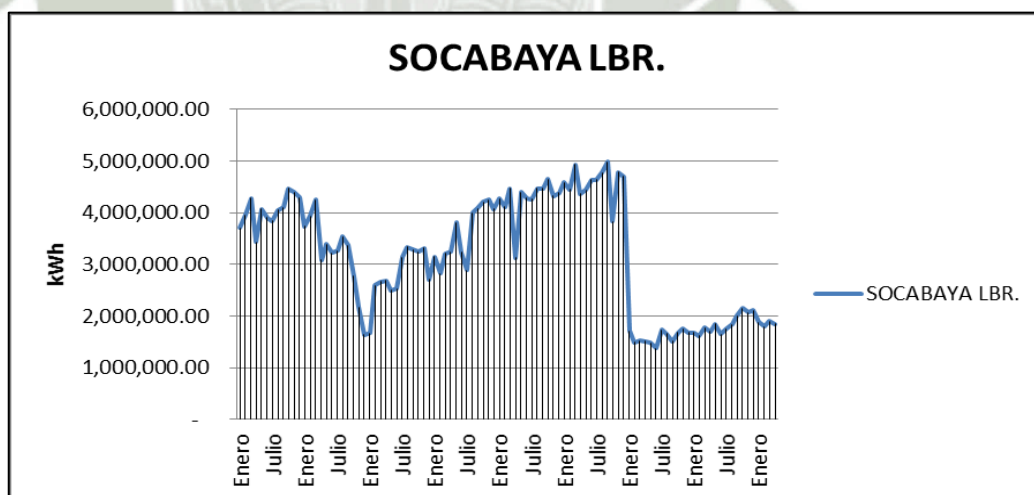


Fig. 43 Tendencia del comportamiento de la energía en el punto de suministro Socabaya Libres.

Fuente: Elaboración propia.

En la Fig.44 se aprecia la tendencia para el mercado Mollendo Libres, en el cual existe una marcada disminución en los últimos periodos, debido principalmente a que un cliente libre cambio de suministrados, reduciéndose considerablemente el consumo de energía para este periodo.

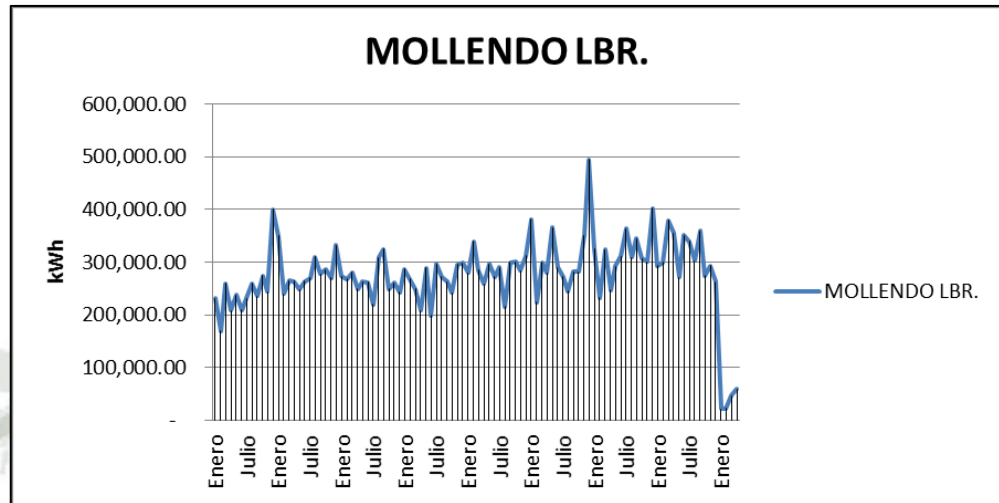


Fig. 44 Tendencia del comportamiento de la energía en el punto de suministro Mollendo Libres.

Fuente: Elaboración propia.

5.1.1. Selección de la Data

La data seleccionada para la identificación de la distribución de probabilidad que modelan el comportamiento aleatorio en cada punto de suministro se muestra en la tabla 1A del anexo “A” para el mercado regulado y en la tabla 1B del anexo “B” para el mercado libre, tanto para la data de potencia como de energía en kW (Kilovatios) y en kWh (Kilovatios-hora) respectivamente. Esta data histórica corresponde al consumo real de potencia y energía para un rango de tiempo de siete años. El número de muestras usadas para la identificación resulta de la siguiente ecuación (Diharce, 2008):

$$n = \frac{Z^2 * \sigma^2}{d^2} \quad (5.1)$$

Dónde:

n = Número de muestras.

Z = valor estadístico a un nivel de confianza de 95% igual a 1.96.

σ = Desviación estándar.

d = radio máximo de error deseado para el rango seleccionado.

$$d = K * \sigma \quad (5.2)$$

Dónde: K = Factor de fracción del error.

Reemplazando (5.2) en (5.1) obtenemos:

$$n = \frac{Z^2}{K^2} \quad (5.3)$$

En las tablas 27 y 28 se muestran el número de muestras calculadas para los puntos de suministro tanto para el mercado regulado como para el mercado libre en potencia y energía.

Tabla 27 Número de muestras para el consumo de energía en el mercado regulado.

Muestras para los puntos de suministro regulados de Energía en kWh									
	Socabaya	Chilina	Santuario	Callalli	Mollendo	Repartición	Marcona	Socabaya Libres	Mollendo Libres
Z	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96
Desv	2,002,854.34	1,810,025.94	481.80	336,963.72	80,325.26	638,786.96	153,273.47	161,962.77	129,058.45
K	0.0000001	0.00000011	0.0009	0.0000009	0.000004	0.0000004	0.000002	0.000002	0.000002
$D=K*Desv$	0.20	0.20	0.43	0.30	0.32	0.26	0.31	0.32	0.26
N° muestra	95.77	96.91	20.43	41.77	37.21	58.84	40.88	36.61	57.66

Fuente: Elaboración propia

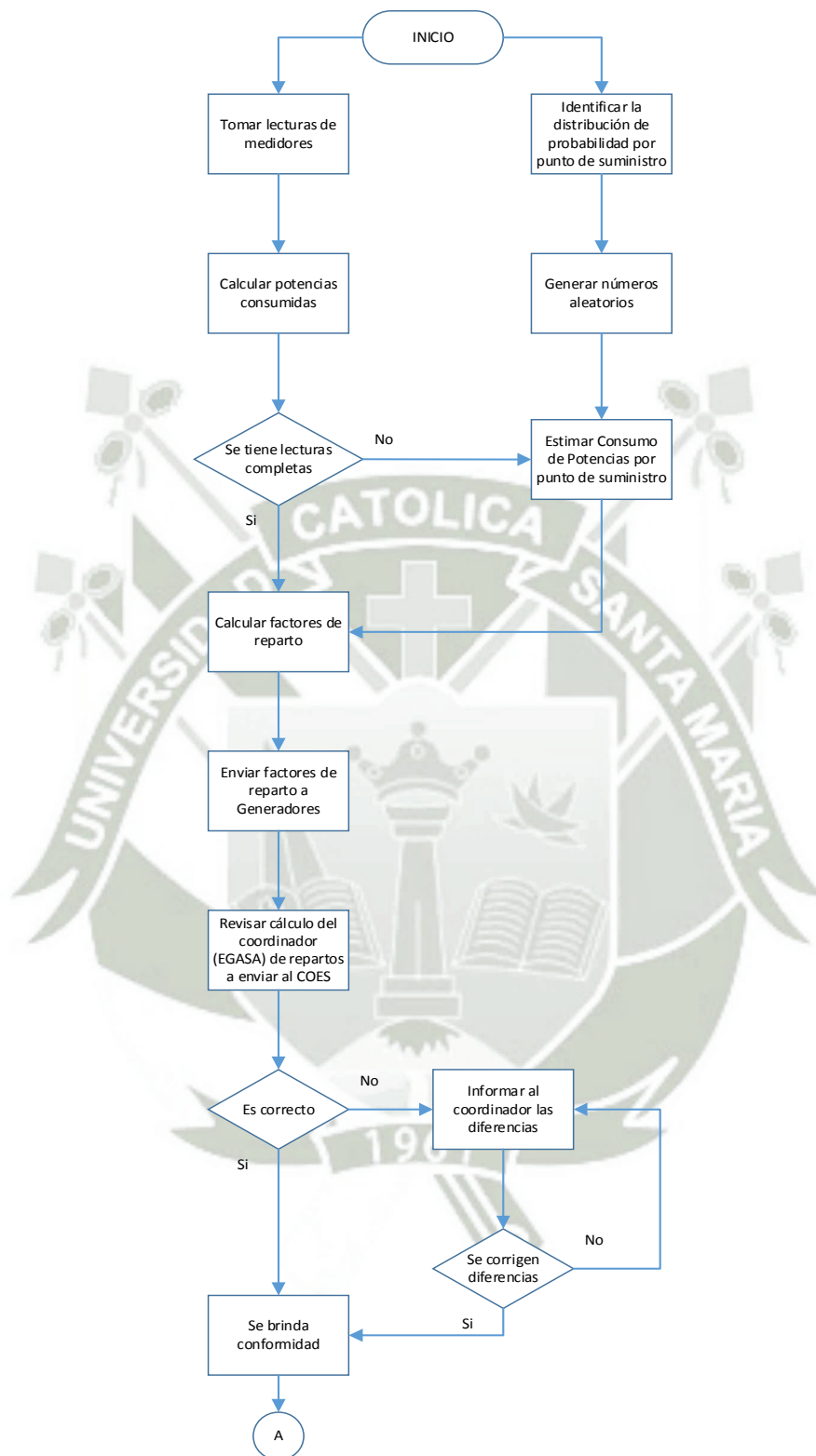
Tabla 28 Número de muestras para el consumo de Potencia en el mercado regulado.

Muestras para los puntos de suministro regulados de Potencia en kW									
	Socabaya	Chilina	Santuario	Callalli	Mollendo	Repartición	Marcona	Socabaya Libres	Mollendo Libres
Z	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96
Desv	2,928.01	3,663.02	1.34	827.71	185.30	840.97	276.09	468.38	156.42
K	0.00007	0.00007	0.11	0.0002	0.001	0.0005	0.001	0.0005	0.0015
$D=K*Desv$	0.20	0.26	0.15	0.17	0.19	0.42	0.28	0.23	0.23
N° muestra	91.45	58.43	177.15	140.18	111.88	21.73	50.40	70.04	69.78

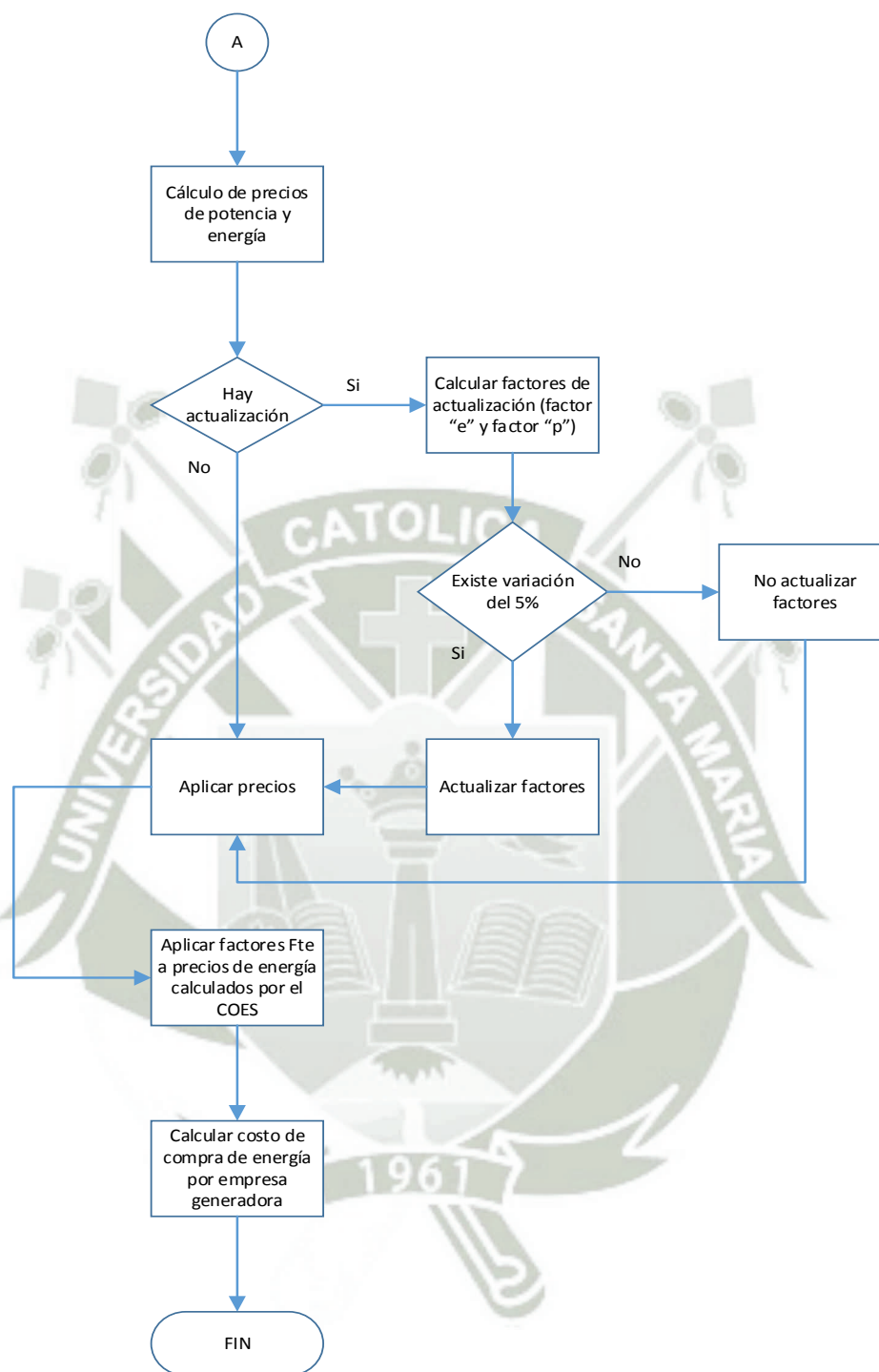
Fuente: Elaboración propia

5.1.2. Diagrama de flujo del modelo de simulación Monte Carlo

El diagrama de flujo del modelo de simulación de Monte Carlo se muestra en la Fig.45, en la cual se hace referencia al método de simulación de Monte Carlo, paralelamente al proceso de toma de lecturas se procede a identificar la distribución de probabilidades de cada punto de suministro tomando en cuenta el valor real del periodo anterior, con el fin de ajustar la función de probabilidad y obtener un valor más preciso de la estimación. Después en forma paralela al cálculo de la potencia tomando como base las mediciones tomadas, se genera los números aleatorios como entrada de la estimación del modelo de Monte Carlo, esto para tener el valor estimado más preciso de las potencias consumidas a fin de distribuir de forma óptima las potencias de los contratos bilaterales. De acuerdo al diagrama de flujo, existe un momento en el cual se debe tomar una decisión, referido a la existencia de todas las mediciones, es decir, si es que se tienen los valores reales de la medición antes de efectuar el cálculo de los factores de reparto, si es que se tuvieran se usan los valores reales para distribuir de forma óptima las potencias bilaterales, pero si es que no se tuvieran las mediciones completas, se hace uso de la estimación del modelo para la distribución de las potencias. Haciendo una comparación con el diagrama de flujo anterior, se puede notar que el hacer una estimación basado en criterios empíricos a priori no es lo más óptimo, ya que muchas veces se sobre estima o se sub estima el valor real, teniendo un elevado riesgo de incurrir en costos elevados; sin embargo, el modelo propuesto usa el método de simulación de Monte Carlo para tener una estimación más precisa que optimiza el reparto de las potencias aún sin tener las mediciones completas.



(a)



(b)

Fig. 45 (a) y (b) Diagrama de Flujo del proceso de compra basado en el modelo de simulación Monte Carlo.

Fuente: Elaboración propia.

5.2. CARACTERIZACIÓN DE PROBABILIDADES PARA LA POTENCIA Y LA ENERGÍA

En el presente apartado vamos a identificar la distribución de probabilidad de cada punto de suministro para poder tener las entradas aleatorias al modelo de Monte Carlo. Para la segmentación de clases se aplica la siguiente fórmula:

$$N = 1 + 3.33 \log(n) \quad (5.1)$$

Dónde N es el número de clases y n es el número de datos usados para la estimación del modelo.

5.2.1. Identificación de la distribución de probabilidad de la potencia para Socabaya 33kV

De acuerdo a la data usada aplicamos identificamos la función de probabilidad que modela el comportamiento de los eventos en el punto de suministro de Socabaya, para este efecto usamos la herramienta Input Analyzer del software ARENA para simplificar la identificación de esta función. En la Fig.46 observamos que el comportamiento de este punto tiende a ser normal con un promedio de 79,500.00kW y una desviación de 11,800.00 kW.

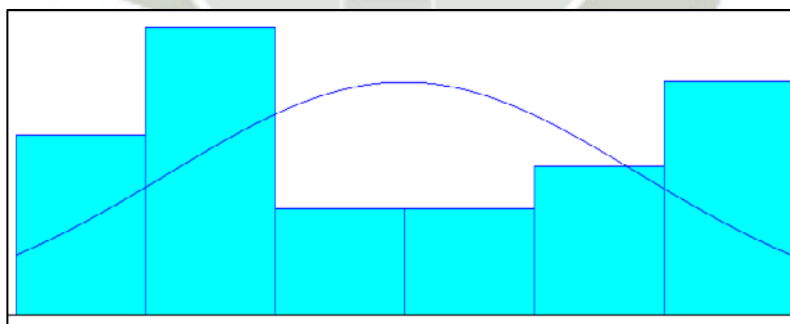
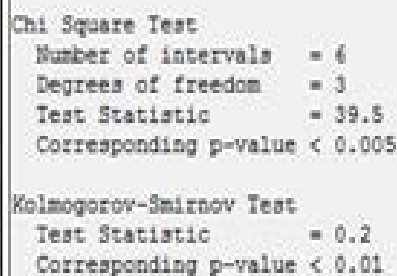


Fig. 46 Distribución Normal para el punto de suministro Socabaya regulados con una distribución de clase de 6 intervalos.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

En la tabla 29 siguiente se muestra la prueba de aceptación de la Data usada para la evaluación del modelo de Monte Carlo usando las pruebas Chi cuadrado con un valor menor a 0.005, lo cual se rechaza la prueba de independencia de los datos, y concluimos que los datos son dependientes; la prueba de Kolmogorov tiene un valor menor a 0.01, aceptándose la distribución identificada para esta data, todo calculado por el software usado.

Tabla 29 Prueba de aceptación de la Data, función Normal Socabaya Regulado.



```
Chi Square Test
Number of intervals   = 4
Degrees of freedom    = 3
Test Statistic        = 39.5
Corresponding p-value < 0.005

Kolmogorov-Smirnov Test
Test Statistic        = 0.2
Corresponding p-value < 0.01
```

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

En la Fig.47 se muestra que la tendencia de la data para el punto Socabaya Libres es una función Beta con los siguientes parámetros.

$$\alpha = 2.55$$

$$\beta = 3.01$$

$$A = 1330$$

$$B = 3100$$

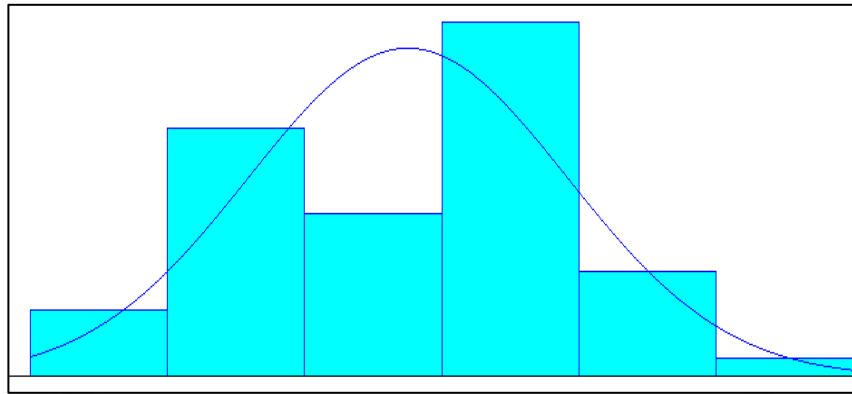


Fig. 47 Distribución Beta para el punto de suministro Socabaya Libres con una distribución de clase de 6 intervalos.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

En la tabla 30 siguiente se muestra la prueba de aceptación de la Data usada para la evaluación del modelo de Monte Carlo usando las prueba Chi cuadrado con un valor menor a .005 aceptándose la dependencia de los datos y la prueba de Kolmogorov con un valor mayor a 0.15, rechazándose la distribución para esta data, todo calculado por el software usado.

Tabla 30 Prueba de aceptación de la Data, función Beta Socabaya Libre.

Chi Square Test	
Number of intervals	= 6
Degrees of freedom	= 3
Test Statistic	= 23.8
Corresponding p-value	< 0.005
Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.095
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

5.2.2. Identificación de la distribución de probabilidad de la potencia para Chilina 33kV

Para el punto de suministro Chilina se puede apreciar de la Fig.48 que la función de distribución es del tipo triangular, con parámetros de

$$a = 54600$$

$$b = 59800$$

$$c = 81300$$

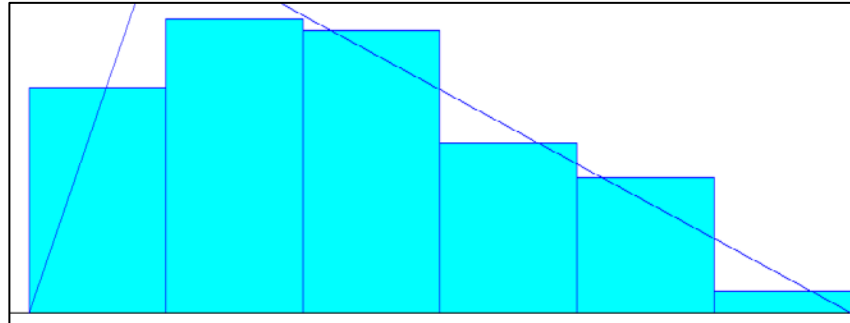


Fig. 48 Distribución Triangular para el punto de suministro Chilina.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

De la tabla 31 la prueba nos arroja un valor de 0.603 para el Chi cuadrado y mayor a 0.15 para la prueba Kolmogorov, la cual nos indica que habría que rechazar la hipótesis de que se sigue la distribución triangular.

Tabla 31 Prueba de aceptación de la Data, función triangular Callali.

Chi Square Test	
Number of intervals	= 6
Degrees of freedom	= 4
Test Statistic	= 2.77
Corresponding p-value	= 0.603
Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.0569
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

5.2.3. Identificación de la distribución de probabilidad de la potencia para Santuario 13.8kV

Tomando los mismos criterios que los apartados anteriores, deducimos de la Fig.49 que la tendencia de la función de distribución es Lognormal. Los parámetros para esta distribución son:

$$\mu = 1.960$$

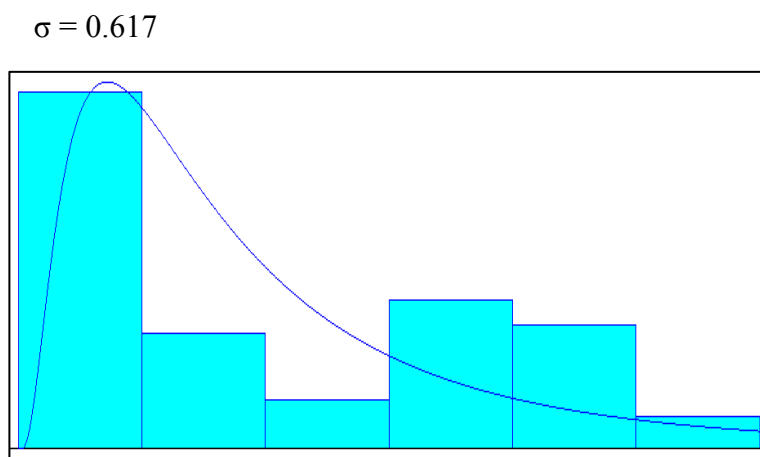


Fig. 49 Distribución Lognormal para el punto de suministro Santuario.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

De la tabla 32 deducimos que al tener un valor menor a 0.005 para la prueba de Chi cuadrado, se acepta la dependencia de la data analizada, y a la vez se acepta la distribución identificada por tener un valor de 0.166 en la prueba de Kolmogorov.

Tabla 32 Prueba de aceptación de la Data, función lognormal Santuario.

Chi Square Test	
Number of intervals	= 6
Degrees of freedom	= 3
Test Statistic	= 49.7
Corresponding p-value	< 0.005
Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.166

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

5.2.4. Identificación de la distribución de probabilidad de la potencia para Callalli 138kV

De la Fig.40 la tendencia para el punto Callalli se deduce del tipo Normal con una media de 2800 kW y una desviación de 298kW respectivamente.

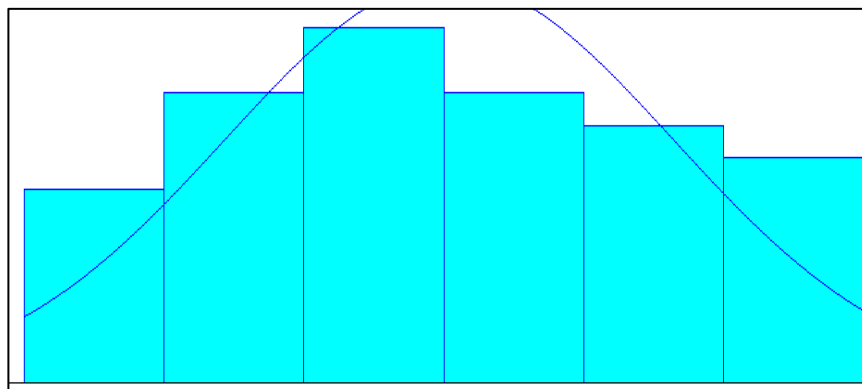


Fig. 50 Distribución Normal para el punto de suministro Callalli.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

De la tabla 33 apreciamos que la prueba Chi cuadrado nos sugiere la dependencia de la data analizada, mientras que la prueba de Kolmogorov nos sugiere el rechazo de la distribución aplicada

Tabla 33 Prueba de aceptación de la Data, función normal Callalli.

Chi Square Test	
Number of intervals	= 6
Degrees of freedom	= 3
Test Statistic	= 9.22
Corresponding p-value	= 0.0272
Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.071
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

5.2.5. Identificación de la distribución de probabilidad de la potencia para Mollendo 138kV

La tendencia para el punto de Mollendo regulado es la función Weibull con parámetros de:

$$\beta = 2350$$

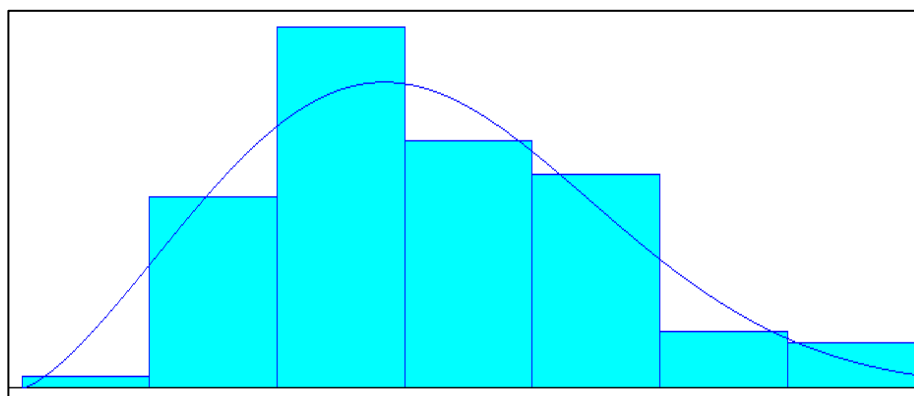


Fig. 51 Distribución Weibull para el punto de suministro Mollendo regulado.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

De la tabla 34 la prueba Chi cuadrado nos indica que la data es dependiente entre sí, marcando una relación existente entre los datos analizados; la prueba Kolmogorov nos indica que se debe rechazar la distribución.

Tabla 34 Prueba de aceptación de la Data, función weibull Mollendo regulado.

Chi Square Test	
Number of intervals	= 7
Degrees of freedom	= 4
Test Statistic	= 6.58
Corresponding p-value	= 0.175
Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.069
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

Para la data del punto Mollendo Libre, la tendencia es del tipo Normal, con una media de 422kW y una desviación de 159kW, (Ver Fig.52).

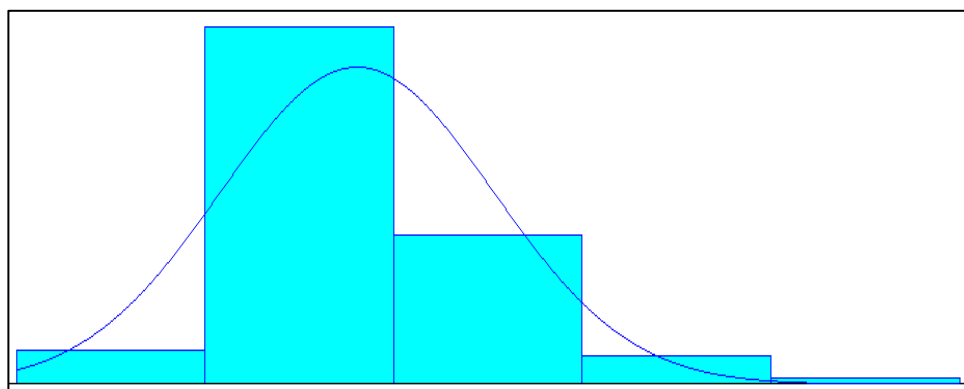


Fig. 52 Distribución Normal para el punto de suministro Mollendo libre.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

De la tabla 35 la prueba Chi cuadrado acepta la dependencia de la data y la prueba de Kolmogorov rechaza la distribución.

Tabla 35 Prueba de aceptación de la Data, función normal Mollendo libre.

Chi Square Test	
Number of intervals	= 5
Degrees of freedom	= 2
Test Statistic	= 21.3
Corresponding p-value	< 0.005
Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.111
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

5.2.6. Identificación de la distribución de probabilidad de la potencia para Repartición 138kV

Para el punto de Repartición la distribución identificada es la función Beta con los parámetros siguientes:

$$\alpha = 2.5$$

$$\beta = 1.74$$

$$A = 7190$$

$$B = 29100$$

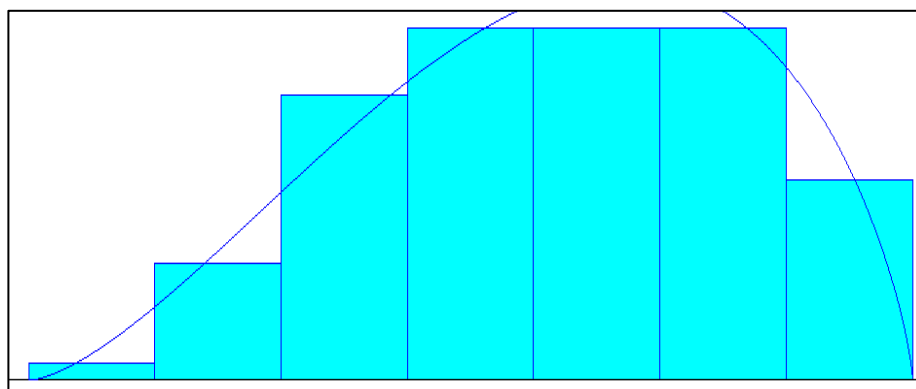


Fig. 53 Distribución Beta para el punto de suministro Repartición.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

La prueba Chi cuadrado, sugiere que la data es dependiente y la prueba de Kolmogorov nos indica el rechazo de la distribución.

Tabla 36 Prueba de aceptación de la Data, función beta Repartición.

Chi Square Test	
Number of intervals	= 7
Degrees of freedom	= 4
Test Statistic	= 4.62
Corresponding p-value	= 0.345
Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.0599
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

5.2.7. Identificación de la distribución de probabilidad de la potencia para Marcona 60kV

Para Marcona se identifica la distribución Beta con los parámetros siguiente:

$$\alpha = 1.34$$

$$\beta = 0.87$$

$$A = 1310$$

$$B = 7960$$

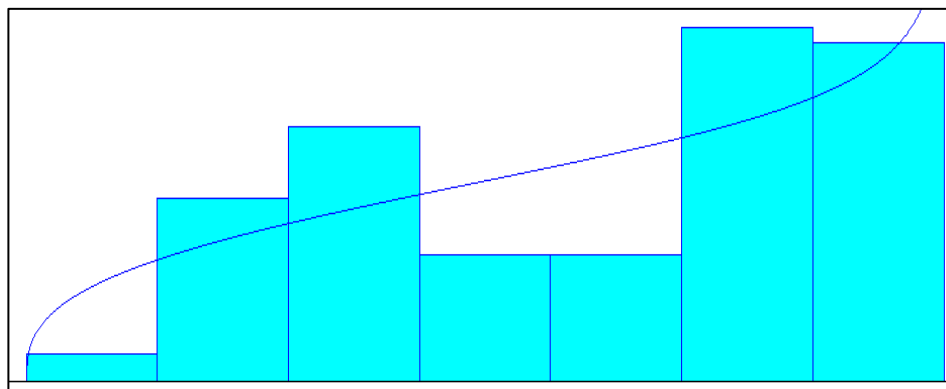


Fig. 54 Distribución Beta para el punto de suministro Marcona.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

En la tabla 37 la prueba Chi cuadrado indica la dependencia de la data y la prueba Kolmogorov indica el rechazo de la distribución.

Tabla 37 Prueba de aceptación de la Data, función beta Marcona.

Chi Square Test	
Number of intervals	= 7
Degrees of freedom	= 4
Test Statistic	= 7.28
Corresponding p-value	= 0.131
Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.106
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

5.2.8. Identificación de la distribución de probabilidad para la energía en Socabaya 33kV

a. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Punta para Socabaya

En la Fig.55 se muestra la distribución para la energía consumida dentro del periodo de los tres primeros días en Hora Punta (HP, 18 horas a 23 horas), esto significa que en el proceso de compra de energía hay dos periodos en los cuales se cuantifica la energía

consumida que van desde el día 1 al día 3 para el primero periodo y desde el día 4 hasta el fin del periodo como segunda etapa, esto debido a que los factores que afectan a los precios de energía base se actualizan a partir del día 4 de cada mes y se cuenta 30 o 31 días hasta cumplir el periodo mensual. Es por ello que los precios de energía se ponderan considerando los 3 primeros días y los días siguientes hasta completar el periodo. De la Fig.55 vemos que la distribución es del tipo triangular, con valores de:

A= 43500, B=154000, C=414000

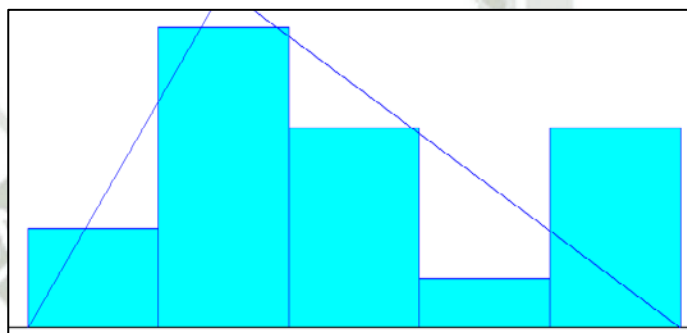


Fig. 55 Distribución Triangular para el punto de suministro Socabaya regulados 1-3HP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

De la tabla 38 notamos que del test KS se acepta la distribución para los datos tomados.

Tabla 38 Prueba de aceptación de la Data, función triangular Socabaya regulados HP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.2
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

b. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Fuera de Punta para Socabaya

Como se ha explicado en el apartado anterior en la Fig.56 se muestra la distribución de la energía para el periodo que empieza el día 1 hasta el día 3 en Horas Fuera de punta, es decir, el rango horario que no comprenda las horas punta.

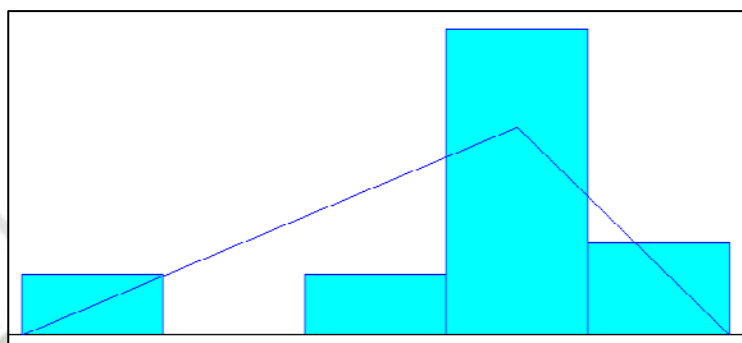


Fig. 56 Distribución Triangular para el punto de suministro Socabaya regulados 1-3HFP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

La prueba KS para esta distribución nos indica que la distribución se acepta (ver tabla 39).

Tabla 39 Prueba de aceptación de la Data, función triangular Socabaya regulados HFP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.325
Corresponding p-value	= 0.0436

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

c. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas de Punta para Socabaya.

De la Fig.57 se identifica la distribución de probabilidad para Socabaya regulado desde el día 4 hasta el fin de mes en Horas Punta, obteniéndose una distribución del tipo Beta.

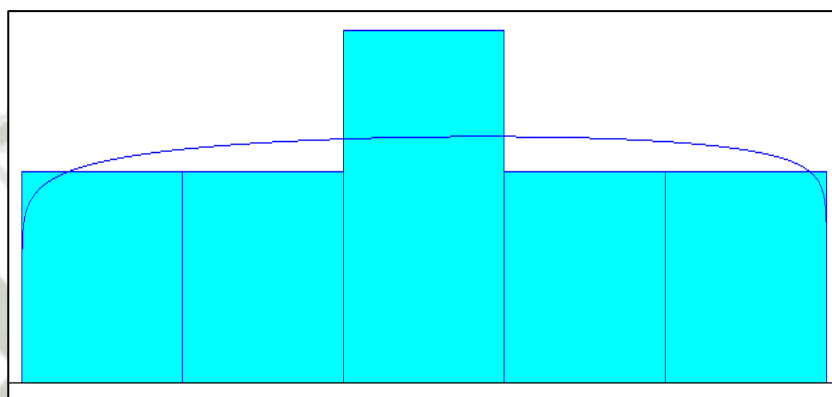


Fig. 57 Distribución Beta para el punto de suministro Socabaya regulados periodo del día 4 a fin de mes HP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

El test KS nos indica que la distribución se acepta, ver tabla 40.

Tabla 40 Prueba de aceptación de la Data, función beta Socabaya regulados día 4 a fin de mes HP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.125
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

d. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Fuera de Punta para Socabaya.

De la Fig.58 podemos ver que la distribución para las horas fuera de punta para Socabaya regulados en el periodo del día 4 a fin de mes es del tipo Beta.

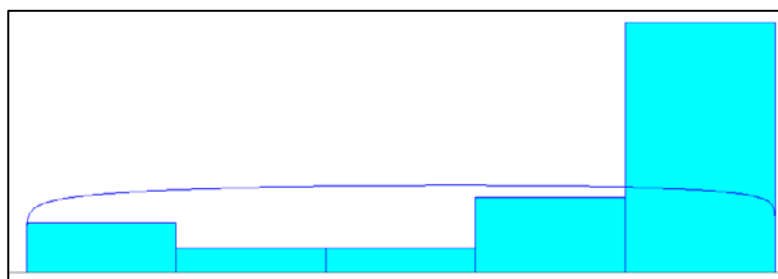


Fig. 58 Distribución Beta para el punto de suministro Socabaya regulados periodo del día 4 a fin de mes HFP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

En la tabla 41 vemos que el test KS nos indica que la distribución para esta data se acepta.

Tabla 41 Prueba de aceptación de la Data, función beta Socabaya regulados día 4 a fin de mes HFP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.125
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

5.2.9. Identificación de la distribución de probabilidad para la energía en Chilina 33kV

a. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Punta para Chilina

En la Fig.59 se observa que la distribución de probabilidad para el punto Chilina es del tipo uniforme para el periodo del 1 al 3 en Horas Punta.

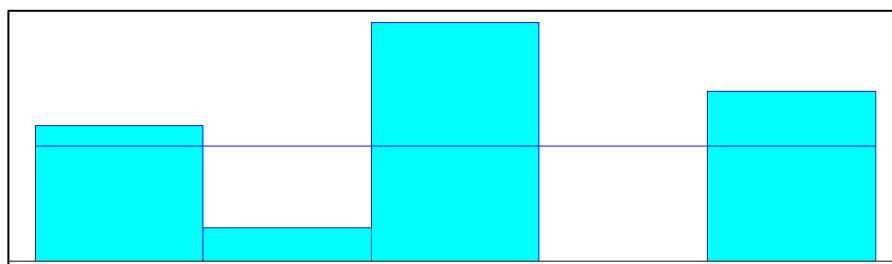


Fig. 59 Distribución Uniforme para el punto de suministro Chilina periodo del día 1 al día 3 HP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

De la tabla 42 se deduce que para el test KS la distribución se acepta.

Tabla 42 Prueba de aceptación de la Data, función uniforme Chilina día 1 al día 3 HP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.218
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

b. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Fuera de Punta para Chilina

De la Fig.60 observamos que la distribución para este periodo de tiempo es del tipo triangular para las horas fuera de punta.

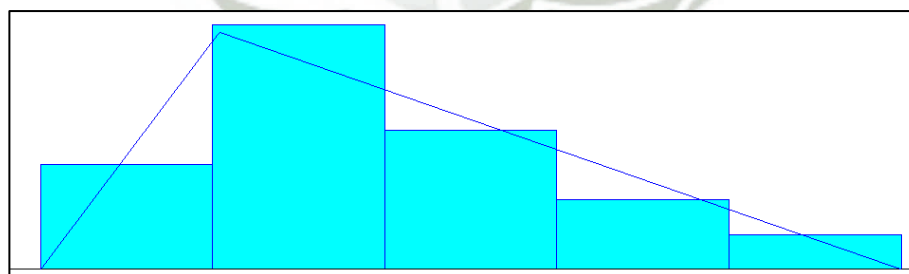


Fig. 60 Distribución triangular para el punto de suministro Chilina periodo del día 1 al día 3 HFP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

De la tabla 43, el test KS nos indica que la distribución identificada se acepta.

Tabla 43 Prueba de aceptación de la Data, función triangular Chilina día 1 al día 3 HFP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.126
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

c. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas de Punta para Chilina.

De la Fig.61 notamos que la distribución para este periodo en este punto de suministro es del tipo Beta.

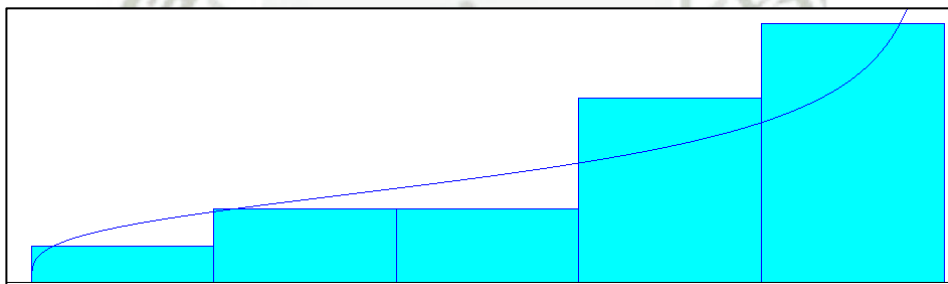


Fig. 61 Distribución beta para el punto de suministro Chilina periodo del día 4 a fin de mes HP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

El test KS mostrado en la tabla 43 nos sugiere la aceptación de la distribución.

Tabla 44 Prueba de aceptación de la Data, función beta Chilina día 4 a fin de mes HP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.149
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

d. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Fuera de Punta para Chilina.

En la Fig.62 se observa que la distribución para este punto es del tipo uniforme.

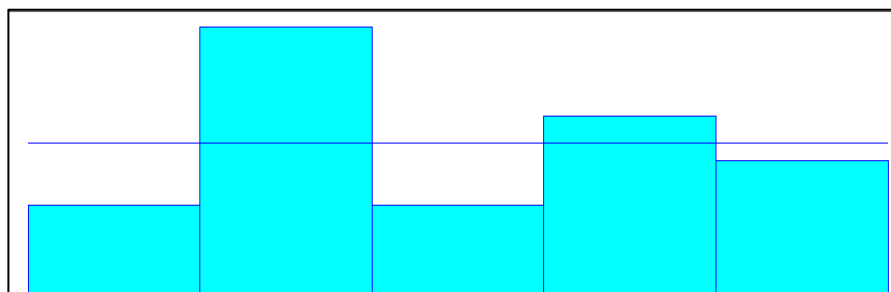


Fig. 62 Distribución uniforme para el punto de suministro Chilina periodo del día 4 a fin de mes HFP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

De la tabla 45 deducimos que del test KS se acepta la distribución identificada.

Tabla 45 Prueba de aceptación de la Data, función uniforme Chilina día 4 a fin de mes HFP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.137
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

5.2.10. Identificación de la distribución de probabilidad para la energía en Santuario 13.8kV

a. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Punta para Santuario.

En la Fig.63 observamos que la distribución identificada es del tipo Beta.

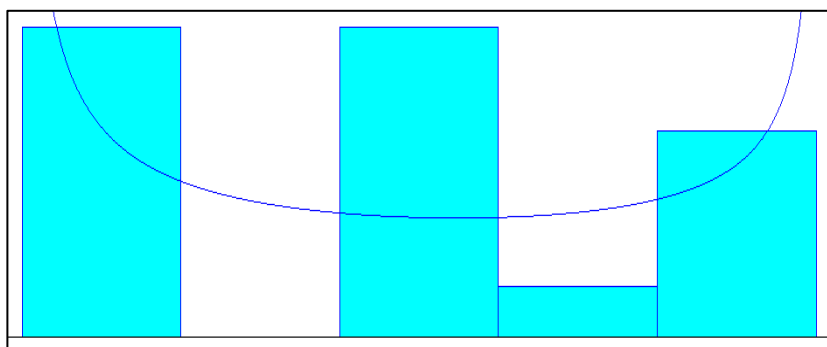


Fig. 63 Distribución beta para el punto de suministro Santuario periodo del día 1 al día 3 HP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

De la tabla 46 el test KS nos indica que la distribución para la data se acepta.

Tabla 46 Prueba de aceptación de la Data, función beta Santuario día 1 al día 3 HP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.137
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

b. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Fuera Punta para Santuario.

En la Fig.64 se muestra la distribución del tipo triangular para la energía en el punto de Santuario para el periodo de 1 a 3 días en las horas fuera de punta.

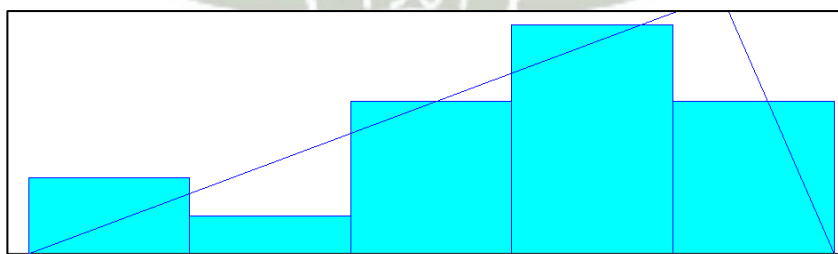


Fig. 64 Distribución triangular para el punto de suministro Santuario periodo del día 1 al día 3 HFP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

En la tabla 47 se aprecia que del test KS no se acepta la distribución identificada, debido a que la data usada para la identificación no es suficiente para describir el modelo probabilístico del punto analizado.

Tabla 47 Prueba de aceptación de la Data, función triangular Santuario día 1 al día 3 HFP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.163
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

c. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Punta para Santuario.

En la Fig.65 se identifica la distribución del tipo beta para santuario en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas punta.

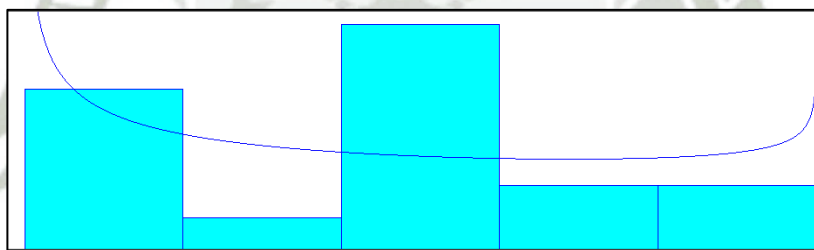


Fig. 65 Distribución beta para el punto de suministro Santuario periodo del día 4 a fin de mes HP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

De la tabla 48 se observa que la prueba KS rechaza la distribución identificada.

Tabla 48 Prueba de aceptación de la Data, función beta Santuario día 4 a fin de mes HP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.23
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

d. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Fuera de Punta para Santuario.

La Fig.66 nos muestra la distribución del tipo normal para las Horas Fuera de Punta.

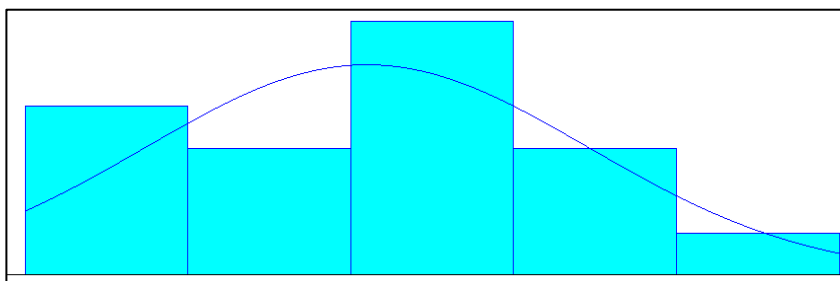


Fig. 66 Distribución normal para el punto de suministro Santuario periodo del día 4 a fin de mes HFP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

De la tabla 49 observamos que el test KS acepta la distribución identificada para el periodo analizado.

Tabla 49 Prueba de aceptación de la Data, función normal Santuario día 4 a fin de mes HFP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.151
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

5.2.11. Identificación de la distribución de probabilidad para la energía en Callalli 138kV

a. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Punta para Callalli.

En la Fig.67 se aprecia la distribución del tipo Uniforme para el punto de suministro Callalli en Horas de Punta.

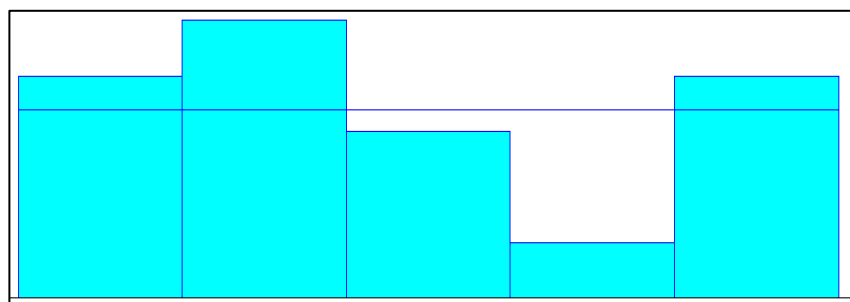


Fig. 67 Distribución uniforme para el punto de suministro Callalli para el periodo del día 1 al día 3 HP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

De la tabla 50 el test KS nos indica que la distribución para este punto se rechaza, lo cual nos indica que la data usada es insuficiente.

Tabla 50 Prueba de aceptación de la Data, función Uniforme Callalli día 1 al día 3 HP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.199
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

b. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Fuera Punta para Callalli.

La Fig.68 muestra que la distribución para este periodo es del tipo exponencial.

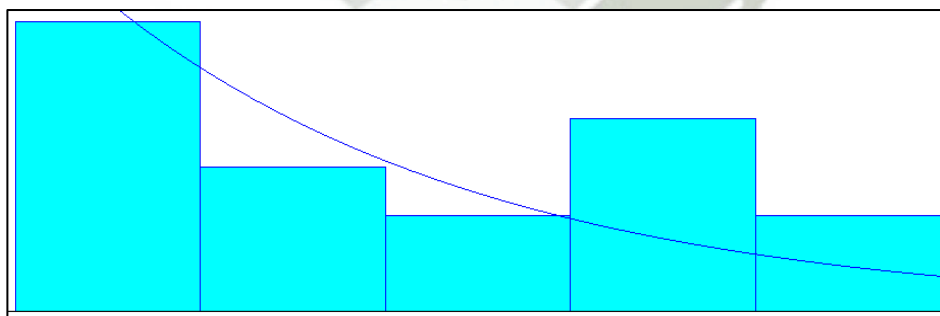


Fig. 68 Distribución exponencial para el punto de suministro Callalli para el periodo del día 1 al día 3 HFP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

La tabla 51 nos indica que el test KS no acepta la distribución.

Tabla 51 Prueba de aceptación de la Data, función exponencial Callalli día 1 al día 3 HFP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.175
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

c. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Punta para Callalli.

La Fig.69 nos muestra la distribución del tipo normal para el periodo analizado.

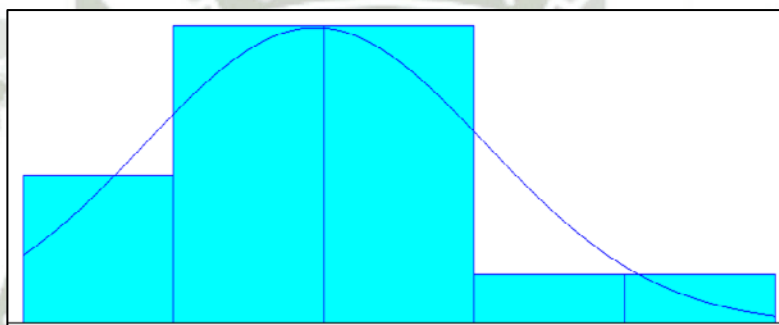


Fig. 69 Distribución normal para el punto de suministro Callalli para el periodo del día 4 a fin de mes HP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

En la tabla 52 el test KS nos indica que se acepta la distribución.

Tabla 52 Prueba de aceptación de la Data, función normal Callalli día 4 a fin de mes HP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.187
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

d. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Fuera de Punta para Callalli.

La Fig.70 nos indica que la distribución para el periodo analizado es del tipo normal.

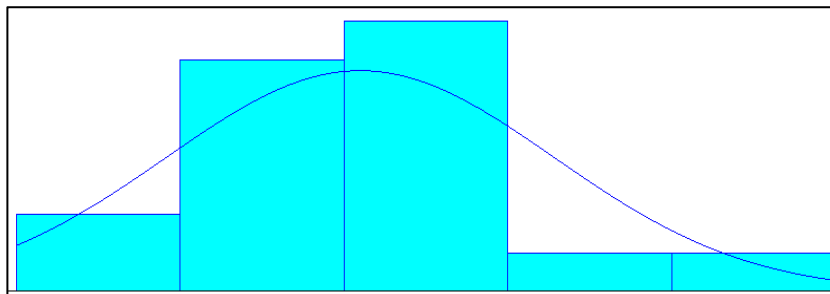


Fig. 70 Distribución normal para el punto de suministro Callalli para el periodo del día 4 a fin de mes HFP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

En la tabla 53 se muestra que se acepta la distribución identificada según el test KS.

Tabla 53 Prueba de aceptación de la Data, función normal Callalli día 4 a fin de mes HFP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.15
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

5.2.12. Identificación de la distribución de probabilidad para la energía en Mollendo 138kV

a. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Punta para Mollendo regulados.

En la Fig.71 se aprecia la distribución del tipo beta para el punto Mollendo regulado.

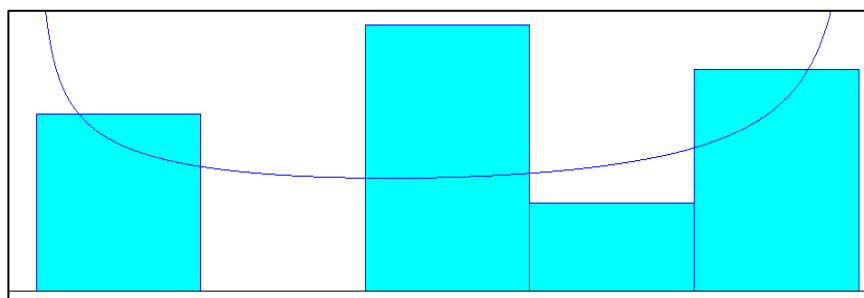


Fig. 71 Distribución beta para el punto de suministro Mollendo regulados para el periodo del día 1 al día 3 HP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

La tabla 54 nos indica que el test KS no acepta la distribución para este punto de suministro.

Tabla 54 Prueba de aceptación de la Data, función beta Mollendo del día 1 al día 3 HP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.18
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

b. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Fuera Punta para Mollendo regulados.

En la Fig.72 nos muestra que el tipo de distribución para el punto analizado es Beta.

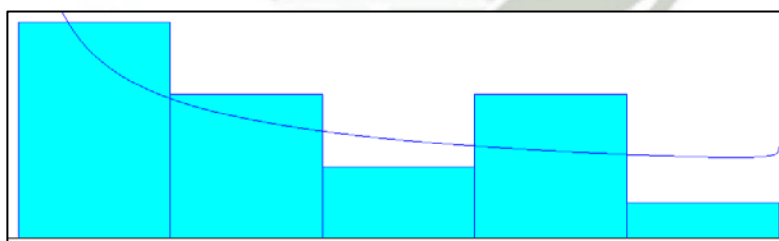


Fig. 72 Distribución beta para el punto de suministro Mollendo para el periodo del día 1 al día 3 HFP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

La tabla 55 nos indica que la distribución identificada se acepta.

Tabla 55 Prueba de aceptación de la Data, función beta Mollendo del día 1 al día 3 HFP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.106
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

c. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Punta para Mollendo regulados.

Para el periodo del día 4 a fin de mes la distribución identificada es del tipo normal.

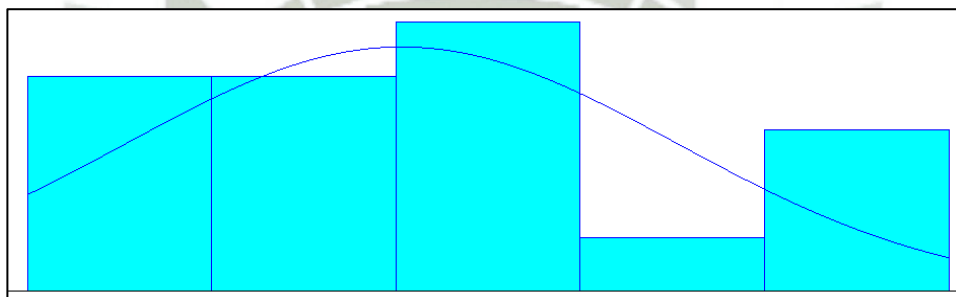


Fig. 73 Distribución normal para el punto de suministro Mollendo para el periodo del día 4 a fin de mes HP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

De la tabla 56 apreciamos que el test KS acepta la distribución.

Tabla 56 Prueba de aceptación de la Data, función normal Mollendo regulado del día 4 a fin de mes HP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.191
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

d. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Fuera de Punta para Mollendo regulados.

La Fig.74 nos muestra una distribución normal para el punto analizado.

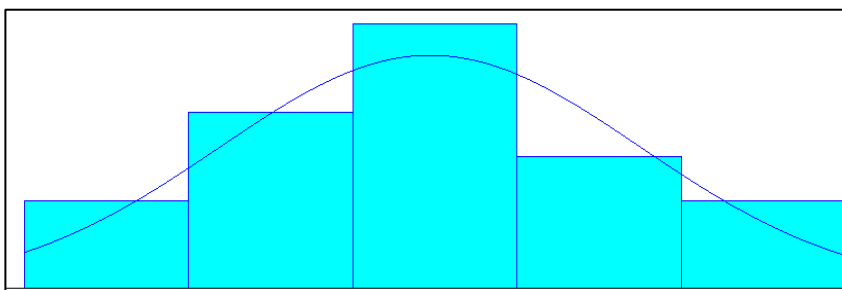


Fig. 74 Distribución normal para el punto de suministro Mollendo para el periodo del día 4 a fin de mes HFP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

La tabla 57 nos indica que la distribución se acepta, según el test KS.

Tabla 57 Prueba de aceptación de la Data, función normal Mollendo regulado del día 4 a fin de mes HFP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.146
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

5.2.13. Identificación de la distribución de probabilidad para la energía en Repartición 138kV

a. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Punta para Repartición.

En la Fig.75 observamos que la distribución es del tipo uniforme.

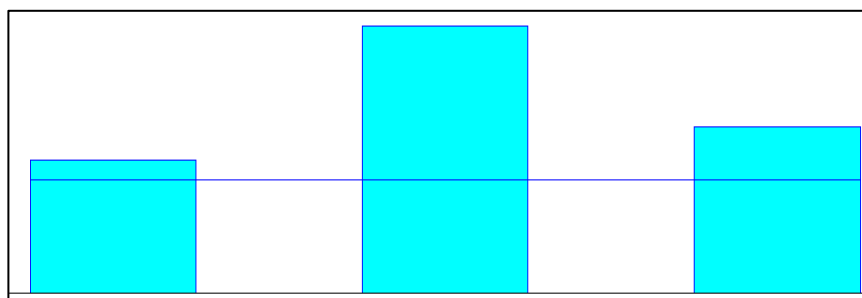


Fig. 75 Distribución uniforme para el punto de suministro Repartición para el periodo del día 1 al día 3 HP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

La tabla 58 nos indica que el test KS rechaza la distribución.

Tabla 58 Prueba de aceptación de la Data, función uniforme Repartición del día 1 al día 3 HP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.245
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

b. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Fuera Punta para Repartición.

La Fig.76 nos indica que la distribución es del tipo beta.

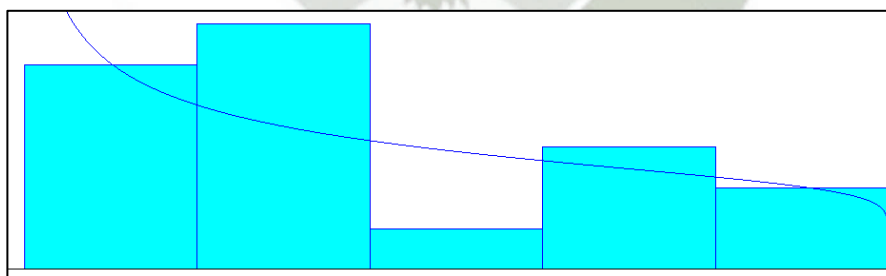


Fig. 76 Distribución beta para el punto de suministro Repartición para el periodo del día 1 al día 3 HFP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

La tabla 59 nos indica que la distribución se rechaza.

Tabla 59 Prueba de aceptación de la Data, función beta Repartición del día 1 al día 3 HFP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.162
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

c. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Punta para Repartición.

La Fig.77 nos muestra que la distribución es del tipo 77.

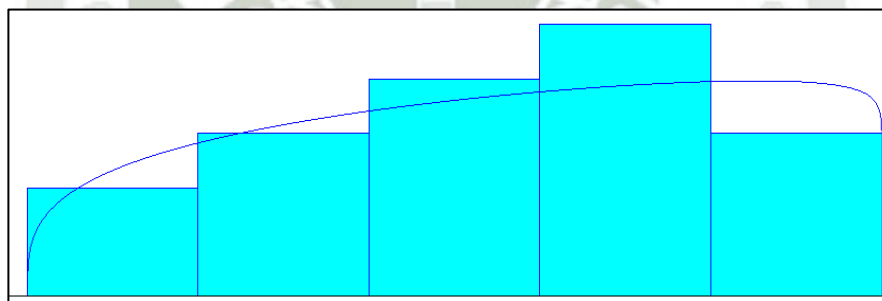


Fig. 77 Distribución beta para el punto de suministro Repartición para el periodo del día 4 a fin de mes HP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

La tabla 60 nos indica que la distribución se acepta.

Tabla 60 Prueba de aceptación de la Data, función beta Repartición del día 4 a fin de mes HP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.12
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

d. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Fuera de Punta para Repartición.

En la Fig.78 identificamos la distribución del tipo normal para el periodo analizado.

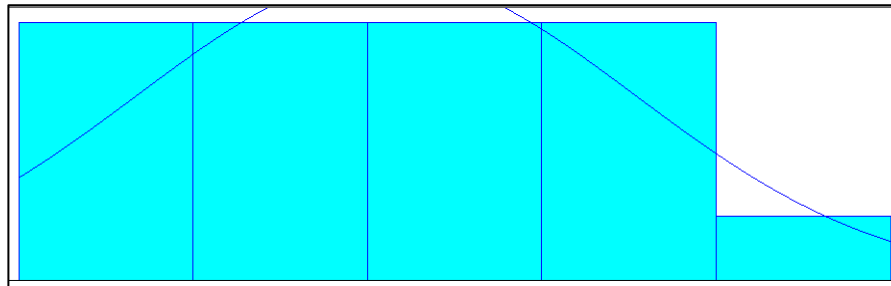


Fig. 78 Distribución normal para el punto de suministro Repartición para el periodo del día 4 a fin de mes HFP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

De la tabla 61 el test KS nos indica que la distribución se rechaza.

Tabla 61 Prueba de aceptación de la Data, función normal Repartición del día 4 a fin de mes HFP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.165
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

5.2.14. Identificación de la distribución de probabilidad para la energía en Marcona 60kV

a. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Punta para Marcona.

De la Fig.79 observamos que la distribución de probabilidad para este punto es del tipo uniforme.

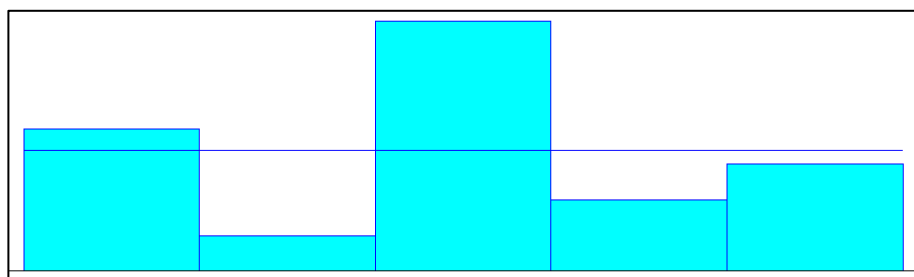


Fig. 79 Distribución uniforme para el punto de suministro Marcona para el periodo del día 1 al día 3 HP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

De la tabla 62 observamos que el test KS rechaza la distribución.

Tabla 62 Prueba de aceptación de la Data, función uniforme Marcona del día 1 al día 3 HP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.212
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

b. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Fuera Punta para Marcona.

La Fig.80 nos muestra la distribución del tipo beta para el periodo analizado.

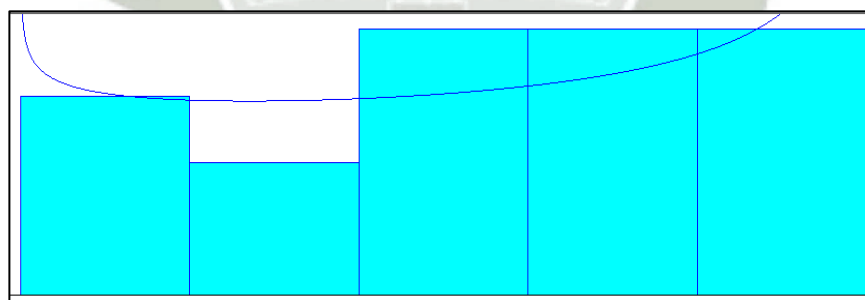


Fig. 80 Distribución beta para el punto de suministro Marcona para el periodo del día 1 al día 3 HFP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

La tabla 63 nos indica que el test KS acepta la distribución.

Tabla 63 Prueba de aceptación de la Data, función beta Marcona del día 1 al día 3 HFP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.11
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

c. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Punta para Marcona.

En la Fig.81 se muestra la distribución del tipo beta.

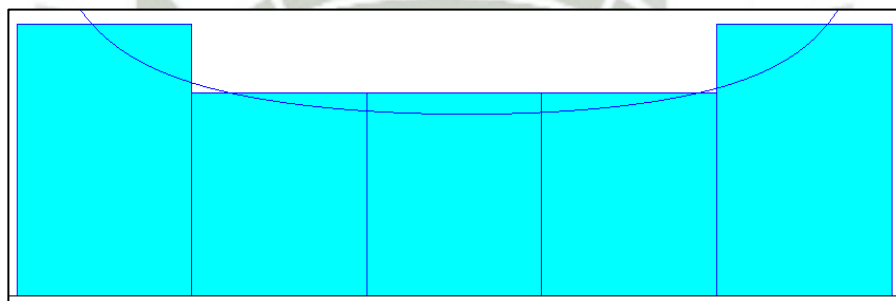


Fig. 81 Distribución beta para el punto de suministro Marcona para el periodo del día 4 a fin de mes HP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

La tabla 64 nos indica que el test KS acepta la distribución.

Tabla 64 Prueba de aceptación de la Data, función beta Marcona del día 4 a fin de mes HP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.106
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

d. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Fuera de Punta para Marcona.

La Fig.82 nos indica la distribución del tipo normal.

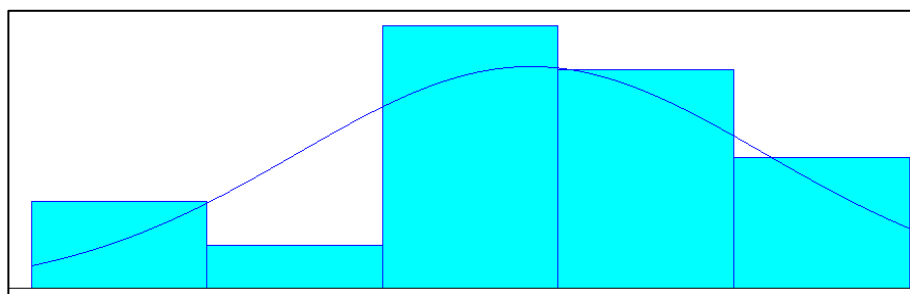


Fig. 82 Distribución normal para el punto de suministro Marcona para el periodo del día 4 a fin de mes HFP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

De la tabla 65 observamos que la distribución se acepta según el test KS.

Tabla 65 Prueba de aceptación de la Data, función normal Marcona del día 4 a fin de mes HFP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.0969
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

5.2.15. Identificación de la distribución de probabilidad para la energía en Socabaya Libre

a. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Punta para Socabaya Libre.

La Fig.83 nos muestra la distribución del tipo triangular.

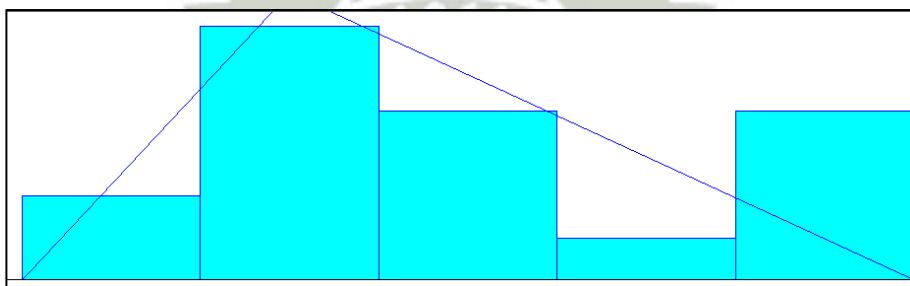


Fig. 83 Distribución triangular para el punto de suministro Socabaya Libre para el periodo del día 1 al día 3 HP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

La tabla 66 nos indica que el test KS rechaza la distribución identificada.

Tabla 66 Prueba de aceptación de la Data, función triangular Socabaya Libre para el día 1 al día 3 HP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.2
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

b. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Fuera Punta para Socabaya Libre.

La distribución identificada es del tipo triangular como se muestra en la Fig.84.

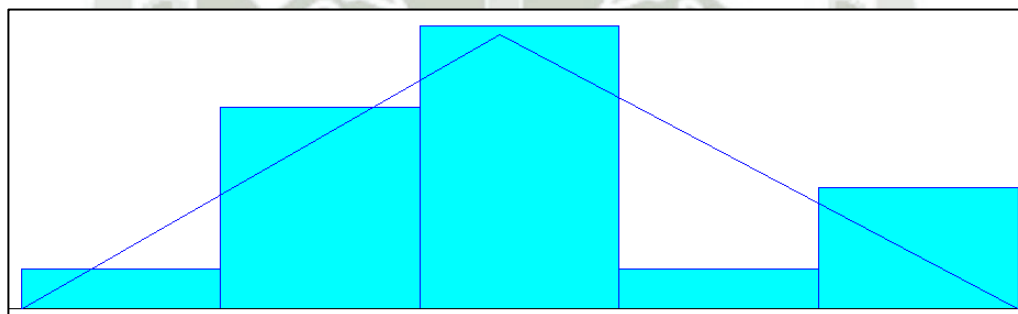


Fig. 84 Distribución triangular para el punto de suministro Socabaya Libre para el periodo del día 1 al día 3 HFP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

La tabla 67 nos muestra que el test KS rechaza la distribución identificada.

Tabla 67 Prueba de aceptación de la Data, función triangular Socabaya Libre para el día 1 al día 3 HFP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.163
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

c. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Punta para Socabaya Libre.

De la Fig.85 la distribución identificada es del tipo normal.

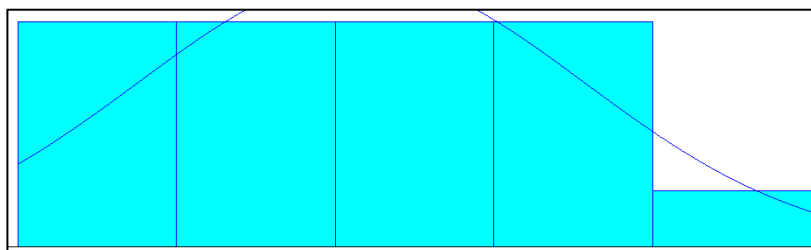


Fig. 85 Distribución normal para el punto de suministro Socabaya Libre para el periodo del día 4 a fin de mes HP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

De la tabla 68 se aprecia que el test KS rechaza la distribución.

Tabla 68 Prueba de aceptación de la Data, función normal Socabaya Libre para el día 4 a fin de mes HP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.201
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

d. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Fuera de Punta para Socabaya Libre.

De la Fig.86 identificamos la distribución del tipo beta, para el periodo analizado.

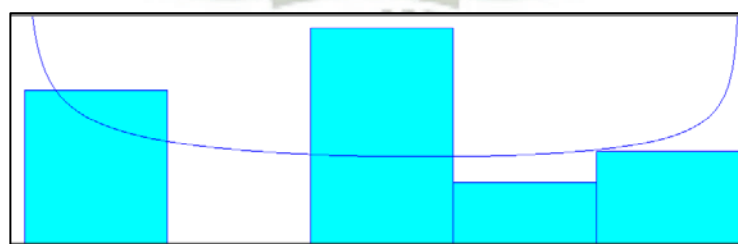


Fig. 86 Distribución beta para el punto de suministro Socabaya Libre para el periodo del día 4 a fin de mes HFP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

De la tabla 69 el test KS rechaza la distribución identificada.

Tabla 69 Prueba de aceptación de la Data, función beta Socabaya Libre para el día 4 a fin de mes HFP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.186
Corresponding p-value	> 0.15

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

5.2.16. Identificación de la distribución de probabilidad para la energía en Mollendo Libre

a. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Punta para Mollendo Libre.

De la Fig.87 observamos que la distribución identificada para el punto de suministro Mollendo Libre es del tipo uniforme.

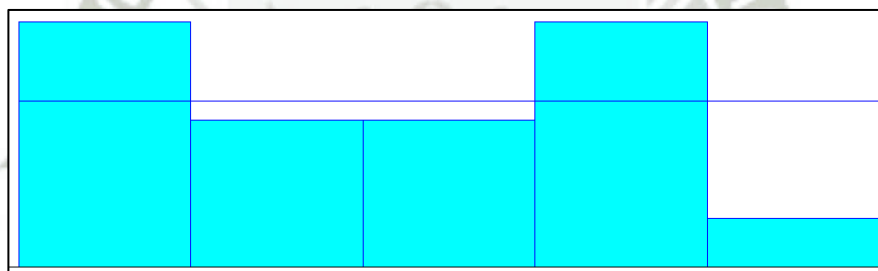


Fig. 87 Distribución uniforme para el punto de suministro Mollendo Libre para el periodo del día 1 al día 3 HP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

De la tabla 70 observamos que el test KS rechaza la distribución.

Tabla 70 Prueba de aceptación de la Data, función uniforme Mollendo Libre para el día 1 al día 3 HP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.271
Corresponding p-value	= 0.139

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

b. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo de 1 a 3 días en Horas Fuera Punta para Mollendo Libre.

De la Fig.88 podemos ver que la distribución identificada es del tipo normal.

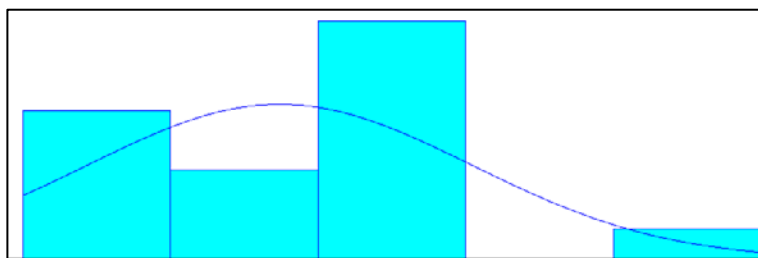


Fig. 88 Distribución normal para el punto de suministro Mollendo Libre para el periodo del día 1 al día 3 HFP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

De la tabla 71 el test KS nos indica que la distribución se rechaza.

Tabla 71 Prueba de aceptación de la Data, función normal Mollendo Libre para el día 1 al día 3 HFP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.281
Corresponding p-value	= 0.114

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

c. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Punta para Mollendo Libre.

La Fig.89 nos indica que la distribución identificada es del tipo triangular.

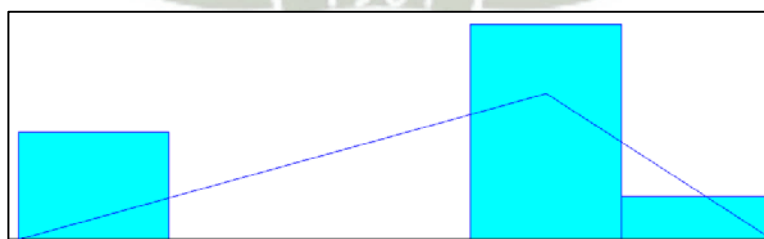


Fig. 89 Distribución triangular para el punto de suministro Mollendo Libre para el periodo del día 4 a fin de mes HP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

La tabla 72 nos muestra que el test KS acepta la distribución para este punto.

Tabla 72 Prueba de aceptación de la Data, función triangular Mollendo Libre para el día 4 a fin de mes HP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.281
Corresponding p-value	= 0.114

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

d. Distribución de Probabilidad para la energía en el periodo del día 4 a fin de mes en Horas Fuera de Punta para Mollendo Libre.

De la Fig.90 apreciamos que la distribución es del tipo uniforme.

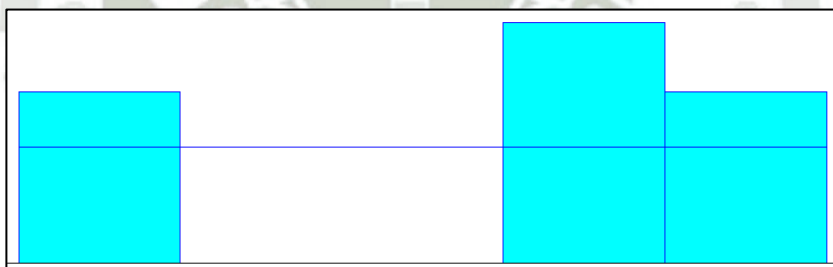


Fig. 90 Distribución uniforme para el punto de suministro Mollendo Libre para el periodo del día 4 a fin de mes HFP.

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

De la tabla 73 observamos que la distribución se acepta.

Tabla 73 Prueba de aceptación de la Data, función uniforme Mollendo Libre para el día 4 a fin de mes HFP.

Kolmogorov-Smirnov Test	
Test Statistic	= 0.344
Corresponding p-value	= 0.0277

Fuente: Input Analyzer-ARENA.

5.3. GENERACIÓN DE NÚMEROS ALEATORIOS PARA LA COMPRA MENSUAL

Una vez identificados las distribuciones de probabilidad para los puntos de suministro, procedemos a generar los números aleatorios como entradas al modelo. La tabla 74 muestra los valores obtenidos a partir de la función de probabilidad identificada para Socabaya Regulado en una primera aproximación, se verá más adelante que por tener variables aleatorias, el valor mostrado cambia, manteniendo la tendencia de la distribución identificada. Cabe mencionar que los números aleatorios son generados usando la función “aleatorio()” del Excel. La función usada para la distribución normal se muestra a continuación: DISTR.NORM.INV(ALEATORIO(),79500,11800). El valor promedio estimado para una corrida del modelo es de 79,606.13kW, sólo como una foto, ya que este valor cambia de acuerdo a las entradas aleatorias que arroja la función del Excel. Más adelante se verá que éste valor se aproxima de buena manera al valor real medido dentro del periodo analizado. En esta parte se describe la verificación de los valores obtenidos a partir de entradas aleatorias como una primera aproximación.

Tabla 74 Obtención del valor promedio de Potencia a partir de entradas aleatorias para Socabaya Regulados.

1	89,971.88	79,606.13
2	72,284.03	
3	73,741.43	
4	82,434.98	
5	95,710.38	
6	69,719.22	
7	71,002.46	
8	64,609.01	
9	85,273.38	
10	91,918.84	
11	70,325.29	
12	84,337.95	
13	81,892.60	
14	74,110.62	
15	62,178.25	
16	84,336.06	
17	61,994.17	
18	94,583.53	

Fuente: Elaboración Propia.

Para el punto de Chilina la tabla 75 nos muestra un valor promedio de 65,398.67kW, que al igual que en el caso de Socabaya es sólo una foto del momento con variaciones de acuerdo a

las entradas aleatorias. La función usada para la distribución triangular se muestra a continuación: $81300 + (54600 + \text{ALEATORIO}() * (59800 - 54600) - 81300) * \text{RAIZ}(\text{ALEATORIO}())$.

Tabla 75 Obtención del valor promedio de Potencia a partir de entradas aleatorias para Chilina.

1	68,316.82	65,398.67
2	62,438.21	
3	61,690.62	
4	70,485.42	
5	72,963.18	
6	73,113.40	
7	58,678.67	
8	58,480.40	
9	73,474.16	
10	79,475.73	
11	72,546.35	
12	60,764.97	
13	68,952.29	
14	63,539.43	
15	66,274.78	
16	71,005.90	
17	57,990.90	
18	72,754.44	

Fuente: Elaboración Propia.

De la tabla 76 podemos estimar el valor del punto Santuario, el cual es de 8.69kW teniendo una tendencia Lognormal: $\text{DISTR.LOG.INV}(\text{ALEATORIO}(), 1.96, 0.617)$.

Tabla 76 Obtención del valor promedio de Potencia a partir de entradas aleatorias para Santuario.

1	9.32	8.69
2	4.55	
3	7.14	
4	8.55	
5	4.68	
6	8.87	
7	4.91	
8	2.47	
9	9.51	
10	6.47	
11	10.93	
12	2.65	
13	7.37	
14	5.87	
15	7.55	
16	22.51	
17	6.33	
18	7.24	

Fuente: Elaboración Propia.

Considerando el mismo procedimiento el valor estimado promedio para el punto Callalli es de 2,796.64kW, teniendo un comportamiento Normal, usando la siguiente fórmula para su cálculo usando Excel: DISTR.NORM.INV(ALEATORIO(),2800,298).

Tabla 77 Obtención del valor promedio de Potencia a partir de entradas aleatorias para Callalli.

1	2,884.37	2,796.64
2	2,926.27	
3	3,070.38	
4	3,274.42	
5	2,647.50	
6	2,721.75	
7	2,568.10	
8	3,068.91	
9	2,327.29	
10	2,987.37	
11	2,631.79	
12	2,554.96	
13	2,579.03	
14	2,464.69	
15	2,425.55	
16	3,023.36	
17	2,766.73	
18	2,913.46	

Fuente: Elaboración Propia.

Para Mollendo regulado la función Weibull es usada para estimar el valor de 7,033.02kW. La fórmula usada es la siguiente: $4930+2350*(-\ln(1-\text{ALEATORIO()}))^{(1/2.38)}$.

Tabla 78 Obtención del valor promedio de Potencia a partir de entradas aleatorias para Mollendo Regulados.

1	6,683.53	7,033.02
2	7,380.06	
3	7,721.80	
4	6,856.97	
5	6,521.32	
6	9,632.50	
7	7,322.91	
8	6,903.97	
9	7,524.76	
10	7,089.20	
11	6,604.58	
12	6,708.68	
13	6,416.09	
14	7,561.54	
15	6,059.14	
16	8,351.41	
17	8,648.79	
18	7,569.32	

Fuente: Elaboración Propia.

De la tabla 79 estimamos el valor promedio de la potencia para Repartición, el cual nos aproxima un valor de 20,051.62kW con una distribución Beta de: DISTR.BETA.INV(ALEATORIO(), 2.5,1.74,7190,29100).

Tabla 79 Obtención del valor promedio de Potencia a partir de entradas aleatorias para Repartición.

1	20,339.51	20,051.62
2	21,553.24	
3	16,577.00	
4	16,239.05	
5	11,120.66	
6	18,131.76	
7	17,509.92	
8	19,702.36	
9	14,633.36	
10	13,892.77	
11	20,983.65	
12	26,321.98	
13	24,481.87	
14	21,700.49	
15	14,449.71	
16	22,617.93	
17	23,458.19	
18	12,351.32	

Fuente: Elaboración Propia.

Para Marcona el valor estimado es de 5,300.78kW con una distribución Beta de: DISTR.BETA.INV(ALEATORIO(), 1.34,0.87,1310,7960).

Tabla 80 Obtención del valor promedio de Potencia a partir de entradas aleatorias para Marcona.

1	5,010.67	5,300.78
2	3,921.36	
3	2,687.22	
4	3,207.62	
5	7,352.35	
6	6,034.84	
7	5,629.17	
8	3,008.32	
9	6,806.48	
10	3,156.44	
11	5,563.63	
12	2,316.15	
13	4,744.48	
14	2,650.67	
15	3,658.54	
16	2,755.58	
17	6,667.68	
18	4,356.71	

Fuente: Elaboración Propia.

Para el mercado libre, hay una salvedad que se debe tener muy en cuenta. La identificación de la distribución de probabilidad no es precisa, pues depende a sobremanera del ingreso o salida de clientes libres, a diferencia del mercado regulado, la cantidad de cliente regulados sobrepasan los 370 mil, y cada día va en incremento por diversos factores externos. Pero para el mercado libre es diferente. La concesionaria cuenta en la actualidad con tres clientes y el incremento de este mercado es incierto por la dura competencia que se mantiene con las empresas Generadoras y la pérdida de un cliente libre es más probable por esta misma razón. Dentro de la data analizada, hasta el penúltimo mes se tenía cuatro clientes libres, generando una caída abrupta en el consumo de la potencia en este mercado, introduciendo un error en el modelo de simulación de Monte Carlo, sin embargo, la distribución de probabilidad deberá ser ajustado a medida que se vayan obteniendo más datos reales de consumo de la potencia para cada punto de suministro.

En la tabla 81 se estima el valor de 2,136.95kW para Socabaya Libre con una distribución Beta de: DISTR.BETA.INV(ALEATORIO(), 2.55,3.01,1330,3100).

Tabla 81 Obtención del valor promedio de Potencia a partir de entradas aleatorias para Socabaya Libre.

1	2,751.27	2,136.95
2	2,100.55	
3	2,222.96	
4	2,911.14	
5	2,198.74	
6	2,538.96	
7	2,174.47	
8	2,182.45	
9	2,002.31	
10	2,172.52	
11	2,400.13	
12	1,793.22	
13	2,051.42	
14	2,213.14	
15	1,975.23	
16	2,619.52	
17	2,032.99	
18	2,172.69	

Fuente: Elaboración Propia.

Para el punto de suministro Mollendo libres la potencia estimada promedio es de 423.01kW con una distribución Normal de: $DISTR.NORM.INV(ALEATORIO(),422,159)$.

Tabla 82 Obtención del valor promedio de Potencia a partir de entradas aleatorias para Mollendo Libre.

1	726.09	423.01
2	194.72	
3	440.68	
4	325.44	
5	523.87	
6	628.20	
7	93.44	
8	317.99	
9	145.41	
10	437.27	
11	400.36	
12	524.15	
13	366.60	
14	545.99	
15	508.30	
16	502.59	
17	332.91	
18	417.39	

Fuente: Elaboración Propia.

5.4. APLICACIÓN DE LA SIMULACIÓN DE MONTE CARLO

A lo largo de este trabajo de tesis se han ido explicando los principales agentes que intervienen en el proceso de compra de potencia y energía, el cálculo de los precios de energía en hora punta, en hora fuera de punta y el cálculo de la potencia, tomados de acuerdo a la legislación vigente y de acuerdo a los establecido por el organismo regulador, se ha explicado también la peculiaridad del sector eléctrico en el Perú, acerca de la diferencia entre el mercado regulado y el mercado libre, además de la diferencia entre los contratos de licitación a largo plazo y los contratos bilaterales de corto plazo, en los que el manejo de las potencias contratadas es flexible. Una vez definido todo esto de acuerdo al diagrama de flujo expuesto en el apartado 5.1.2, la estimación de la potencia debe hacerse paralelamente al proceso convencional, sólo en la ausencia de mediciones es que las potencias estimadas a base de las distribuciones de probabilidad identificadas (con entradas aleatorias) son usadas para la distribución de la potencia bilateral el cual es usado para calcular los factores de reparto, los que a su vez intervienen en la distribución de la energía para todas las generadoras, estimando

así el costo total de compra mensual de potencia y energía; este conjunto de procesos conforman el modelo de simulación de Monte Carlo. En los apartados siguientes se mostrarán los valores obtenidos durante el proceso.

5.4.1. Estimación del consumo de potencias

En la tabla 83 se muestran los valores del consumo de potencia y energía obtenidas de las distribuciones de probabilidad identificados en el apartado 5.2.

Tabla 83 Cuadro de potencias estimadas por el Modelo de simulación Monte Carlo.

PUNTO DE SUMINISTRO	EHP	EHFP	EA	POT. COINCIDENTE SEIN
SOCABAYA 34.5 KV REGULADOS	7,707,599.89	26,988,439.37	34,696,039.26	81,197.23
CHILINA 33 KV REGULADOS	5,477,083.21	24,688,409.01	30,165,492.22	67,002.83
SANTUARIO REGULADOS	1,128.06	4,614.84	5,742.90	6.74
CALLALLI REGULADOS	238,648.73	626,322.76	864,971.49	2,808.40
TOTAL SOCABAYA REGULADOS	13,424,459.90	52,307,785.97	65,732,245.87	151,015.20
MOLLENDOS REGULADOS	868,027.28	2,899,395.74	3,767,423.02	6,862.21
REPARTICION REGULADOS	1,772,817.54	7,881,268.57	9,654,086.11	19,237.13
MARCONA REGULADOS	588,093.32	2,667,847.02	3,255,940.33	4,060.35
TOTAL REPARTICION REGULADOS	3,228,938.14	13,448,511.32	16,677,449.47	30,159.69
SOCABAYA LIBRES	264,954.78	1,614,990.09	1,879,944.87	2,182.71
REPARTICION (MOLLENDOS) LIBRES	4,512.43	17,022.68	21,535.11	372.05
TOTAL GENERAL	16,922,865.25	67,388,310.07	84,311,175.32	183,729.65

Fuente: Elaboración Propia.

De la tabla 84 establecemos las potencias fijas y variables a usar para el periodo de facturación, esta información de cuanto potencia variable a usar se aplica para el cálculo de la distribución de potencias de los contratos bilaterales. En la tabla 85 se muestra la potencia bilateral distribuida de forma precisa con un margen de seguridad del 5%, como contingencia ante los riesgos descritos anteriormente. Como se aprecia, una vez conocido el valor de la potencia estimada consumida de forma aleatoria, esta distribución de la potencia bilateral es más precisa, optimizando el proceso de compra mensual.

Tabla 84 Cuadro de potencias estimadas para la distribución de la potencia Bilateral.

SOCABAYA REGULADOS					
	SOCABAYA	CHILINA	SANTUARIO	CALLALLI	
Coinc. SEIN	79,989.20	66,080.74	8.27	2,824.79	148,903.00
FIJA					136,434.00
VARIABLE TOTAL					27,225.00
VARIABLE UTILIZADA					12,469.00
REPARTICION REGULADOS					
	MOLLEND	REPARTICION	MARCONA		
Coinc. SEIN	7,249.00	20,421.78	5,470.46		33,141.24
FIJA					33,150.00
VARIABLE TOTAL					6,628.00
VARIABLE UTILIZADA					-
SOCABAYA LIBRES					
	SOCABAYA	CHILINA	SANTUARIO	CALLALLI	
Coinc. SEIN	2,151.36				2,151.36
FIJA					3,022.00
VARIABLE TOTAL					605.00
VARIABLE UTILIZADA					-
REPARTICION LIBRES					
	MOLLEND	REPARTICION	MARCONA		
Coinc. SEIN	30.89				30.89
FIJA					85.00
VARIABLE TOTAL					17.00
VARIABLE UTILIZADA					-

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 85 Distribución de la potencia bilateral usando las potencias de consumo estimadas.

SOCABAYA REGULADO				
EMPRESA DE GENERACIÓN	TIPO DE CONTRATO	POTENCIA FIJA (kW)	POTENCIA VARIABLE (kW)	TOTAL (kW)
KALLPA	Bilateral	5,700.00	1,140.00	6,840.00
KALLPA	Lic. Privada	11,800.00	2,300.00	14,100.00
ENERSUR	ED-03	1,804.39	360.73	2,165.12
ENERSUR	ED-03	1,133.93	226.73	1,360.65
EGENOR DUKE ENERGY	Lic. Privada	-	-	-
REPARTICIÓN REGULADO				
EMPRESA DE GENERACIÓN	TIPO DE CONTRATO	POTENCIA FIJA (kW)	POTENCIA VARIABLE (kW)	TOTAL (kW)
KALLPA	Bilateral	6,800.00	1,360.00	8,160.00
KALLPA	Lic. Privada	-	-	-
ENERSUR	ED-03	399.00	80.00	479.00
ENERSUR	ED-03	251.00	50.00	301.00
EGENOR DUKE ENERGY	Lic. Privada	-	-	-

Fuente: Elaboración Propia.

5.4.2. Rango de confianza del valor de costo total de Potencia y Energía esperado

En la Fig.91 se aprecia el Histograma del costo total de compra de potencia y energía obtenida de una simulación de 1000 eventos, se puede observar que el comportamiento es del tipo Normal.

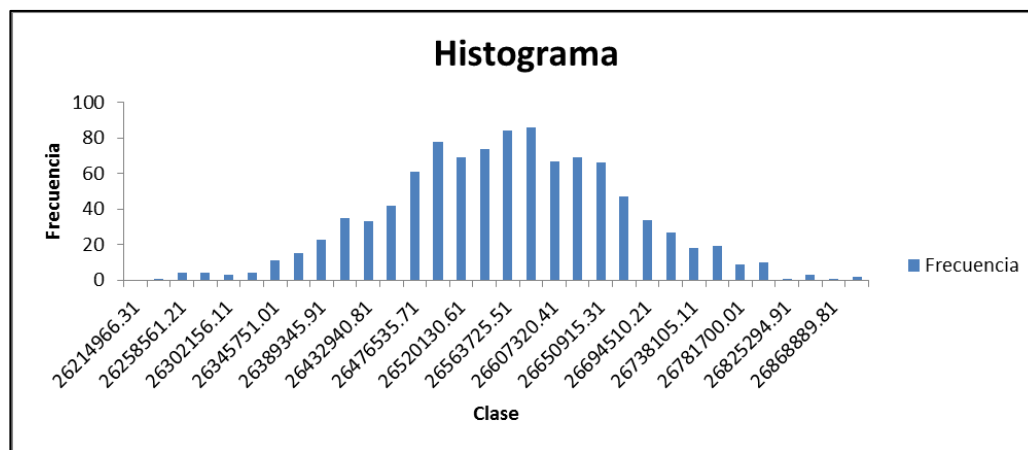


Fig. 91 Histograma del costo total de compra de Potencia y Energía estimado por el Modelo de simulación Monte Carlo.

Fuente: Elaboración Propia.

En la tabla 86 se muestran los valores obtenidos del rango de confianza que va desde S/.26'550,923.51 como valor mínimo y como valor máximo S/.26'564,213.06; con una desviación estándar de S/.107,207.26 y con un valor medio de compra mensual de S/.26'557,568.28.

Tabla 86 Rango de confianza del valor esperado del costo total, calculado por el Modelo de simulación Monte Carlo.

ANÁLISIS DE RESULTADOS:			
1.- Se han tomado 1000 muestras y su distribución se puede aproximar a una normal.			
2.- El valor medio del TOTAL pagado:		26,557,568.28	
3.- La desviación estándar en la muestra es		107,207.26	
4.- El intervalo de confianza al 95% es		Limite Superior =	26,564,213.06
		Limite Inferior =	26,550,923.51
Significa que el 95 % de los resultados posibles el TOTAL pagado se encontrará en este intervalo.			

Fuente: Elaboración Propia.

5.5. COMPARACIÓN DEL VALOR REAL Y DEL VALOR OBTENIDO

Una vez llegado a este punto vamos a comparar los valores reales con los valores estimados.

5.5.1. Valor Real

En la tabla 87 se muestran los valores reales y los estimados para compararlos y de esta forma ver la precisión del método empleado.

Tabla 87 Comparación de los valores estimados y los valores reales de la potencia consumida.

PUNTO DE SUMINISTRO REG	ESTIMADO	REAL
	POT. COINCIDENTE SEIN	POT. COINCIDENTE SEIN
SOCABAYA	83,315.93	79,989.20
CHILINA	66,544.15	66,080.74
SANTUARIO	8.41	8.27
CALLALLI	2,756.14	2,824.79
MOLLEND	7,087.39	7,249.00
REPARTICION	18,912.71	20,421.78
MARCONA	5,300.25	5,470.46
PUNTO DE SUMINISTRO LIBR	POT. COINCIDENTE SEIN	POT. COINCIDENTE SEIN
SOCABAYA	2,080.20	2,151.36
MOLLEND	457.88	30.89
TOTAL	186,463.06	184,226.49

Fuente: Elaboración Propia.

De los datos observados, se aprecian que las diferencias son ajustadas para el mercado regulado y para el Socabaya del mercado libre. Pero para Mollendo Libre, existe una desviación bastante marcada, esto sucede pues como se mencionó anteriormente uno de los clientes libres cambió de suministrador (Generador) haciendo que el consumo de potencia cambie abruptamente. La distribución de probabilidad hallada para este punto no logra modelar el comportamiento del consumo de potencia precisamente por este evento no controlado. Se puede afirmar en este caso que para la compra de potencia y energía el modelo de Monte Carlo no converge cuando los datos tienen cambios muy marcados introduciendo desviaciones considerables.

De la tabla 88 se deduce que las energías obtenidas del modelo al igual que la potencia, tienen un grado de precisión aceptable, en este punto se tiene que recalcar que la energía mostrada en la tabla es el resultado de 36 entradas aleatorias divididas en horas punta

del día 1 al día 3 del mes, en Horas fuera de punta del día 1 al día 3, Horas punta del día 4 a fin de mes y en Horas fuera de punta del día 4 a fin de mes. Esta forma de cálculo de los costos incurridos se ha explicado en apartados anteriores, teniendo en cuenta que para este caso se tienen siete puntos de suministro para clientes regulados y dos puntos de suministro para clientes libres.

Tabla 88 Comparación de los valores estimados y los valores reales de la energía consumida

PUNTO DE SUMINISTRO REG	ESTIMADO	REAL
	ENERGÍA (kWh)	ENERGÍA (kWh)
SOCABAYA	34,696,039.26	38,808,012.22
CHILINA	30,165,492.22	34,161,625.78
SANTUARIO	5,742.90	5,406.25
CALLALLI	864,971.49	1,039,308.53
MOLLEND0	3,767,423.02	3,874,903.61
REPARTICION	9,654,086.11	11,083,536.40
MARCONA	3,255,940.33	3,201,488.58
PUNTO DE SUMINISTRO LIBR	ENERGÍA (kWh)	ENERGÍA (kWh)
SOCABAYA	1,879,944.87	1,775,225.78
MOLLEND0	21,535.11	19,133.02
TOTAL	84,311,175.32	93,968,640.15

Fuente: Elaboración Propia.

5.5.2. Valor Obtenido

En la Fig.92 apreciamos que los datos estimados y los datos reales de la potencia suministrada siguen la misma tendencia con variaciones pequeñas, una vez que se tenga una mayor cantidad de datos para identificar nuevos parámetros en las funciones de distribución, las estimaciones pueden ser más suaves consiguiendo que los errores sean mínimos.

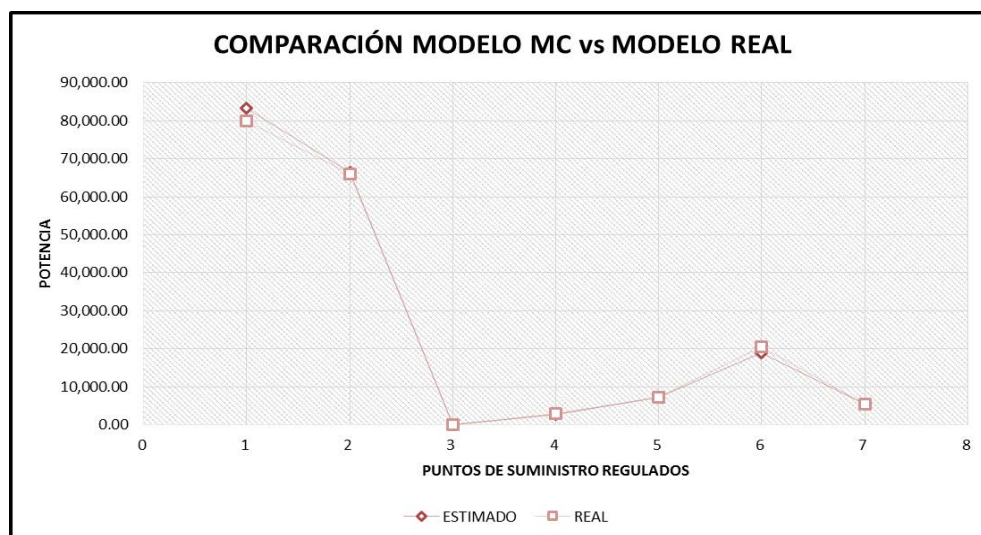


Fig. 92 Comparación entre el modelo MC y el modelo real para el mercado regulado.

1 = Socabaya Regulado, 2 = Chilina, 3 = Santuario, 4 = Callalli, 5 = Mollendo Regulado, 6 = Repartición y 7 = Marcona.

Fuente: Elaboración propia.

Para el Mercado libre existe una desviación muy fuerte, que como ya indicé en apartados anteriores el cambio abrupto de un dato hace que la distribución de probabilidad identificada no converja a un valor más preciso.

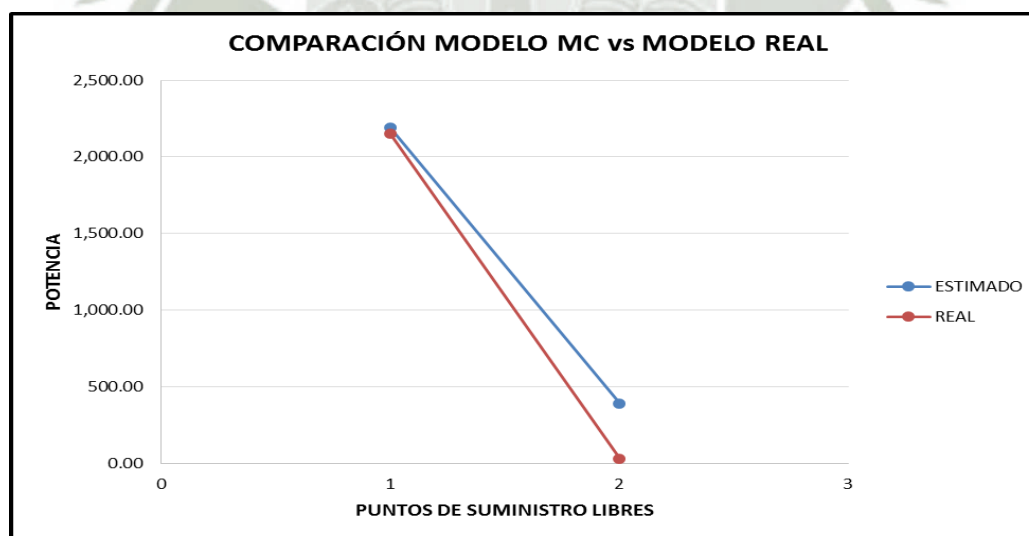


Fig. 93 Comparación entre el modelo MC y el modelo real para el mercado libre. 1 = Socabaya Libre, 2 = Mollendo Libre.

Fuente: Elaboración propia.

En la Fig.94 se observa la comparación de los valores de energía total identificados y los valores reales, apreciándose una variación marcada en Socabaya Regulado y ligeras diferencias en el consumo de la energía en los demás puntos de suministro.

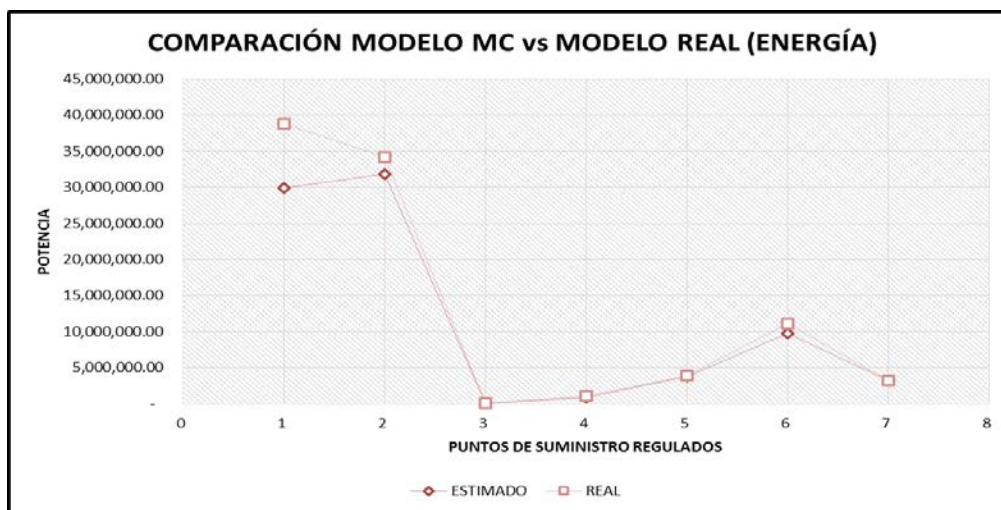


Fig. 94 Comparación entre el modelo MC y el modelo real para la energía en el mercado regulado. 1 = Socabaya Regulado, 2 = Chilina, 3 = Santuario, 4 = Callalli, 5= Mollendo Regulado, 6= Repartición y 7 = Marcona.

Fuente: Elaboración propia.

5.6. BENEFICIOS OBTENIDOS Y COMENTARIOS FINALES

En la tabla 89 se aprecia los resultados del costo total de compra obtenidos del Modelo de Monte Carlo.

Tabla 89 Costo total obtenido usando el modelo de simulación de Monte Carlo.

TOTAL GENERADORES			
Resumen de Facturación a			
	Consumo		Monto S/.
Facturación por Potencia	186,962.73 kW		8,145,289.14
Facturación por Energía Activa Hora Punta	20,726,034.69 kWh		3,711,561.92
Facturación por Energía Activa Hora Fuera de Punta	73,264,238.88 kWh		10,673,011.48
Facturación por Energía Reactiva	3,793,135.45 kVARh		83,094.56
SUB TOTAL			22,612,957.10
IGV (18%)			4,070,332.28
			26,683,289.37

Fuente: Elaboración propia.

Una vez establecido el modelo de simulación de Monte Carlo los beneficios obtenidos se muestran en la tabla 90, en la que se ve claramente que empleando el método de simulación de Monte Carlo la concesionaria puede tener un ahorro en promedio mensual de hasta S/.77,008.77, lo cual indicaría que el método al estimar las potencias consumidas de forma más precisa da información valiosa para poder efectuar la distribución de potencia bilateral de mejor forma, optimizando así todo el proceso de compra de potencia y energía eléctrica.

Ahora si tomamos este valor como un valor promedio esperado estaríamos teniendo ahorros en la compra de aproximadamente S/.924,105.18, mostrándose así la valiosa ayuda que brindaría la aplicación de esta metodología dentro del proceso.

Tabla 90 Cuadro de comparación de costos, usando el modelo de simulación de Monte Carlo y el modelo real tradicional empírico.

TOTAL FACTURADO MONTECARLO (Valor medio esperado)	26,557,568.28
TOTAL FACTURADO MÉTODO TRADICIONAL	26,634,577.05
DIFERENCIA AHORRADA AL MES	77,008.77
DIFERENCIA AHORRADA AL AÑO	924,105.18

Fuente: Elaboración propia.

Como comentario final, la simulación de Monte Carlo para este caso tendría que ajustarse a medida que nueva data real es almacenada dentro de la base de datos, para actualizar los parámetros identificados en la distribución de probabilidad de cada punto de suministro. A medida que la data aumente y sobretodo que considere los eventos más críticos como son la salida o ingreso de nuevos clientes libres, las estimaciones se acercarán cada vez más al valor real mensual, si bien es cierto esta metodología no puede ser aplicada en remplazo de las mediciones mensuales de consumo, se presta como una alternativa que ayude a predecir los consumos de potencia cuando las mediciones no están disponibles a tiempo. De la tabla 90 notamos que el valor real para el periodo analizado es mayor a lo que se hubiera pagado, si es que la información de potencias se hubiesen tenido a tiempo, por tal motivo la metodología empleada actualmente (empírica) no es precisa y su sustento es subjetivo al criterio del personal encargado, el cual trabaja bajo la incertidumbre del desconocimiento estimado de los valores críticos para la compra.

CAPÍTULO VI

PRONÓSTICO DEL CONSUMO EN POTENCIA Y ENERGÍA BAJO EL ANÁLISIS DE SERIES DE TIEMPO

6.1. MODELO CLÁSICO

Una serie de tiempo es un conjunto de valores observados, tales como datos de consumos, producción o ventas, para series ordenadas secuencialmente de periodos de tiempo. Algunos ejemplos de estos datos son las ventas de un producto determinado para un conjunto de meses, y el número de trabajadores que laboran en una industria determinada durante varios años. Las series de tiempo se ilustran mediante gráficas de líneas (Fig.95), y los periodos de tiempo se representan sobre el eje horizontal, mientras que en el vertical se representa la serie de valores.

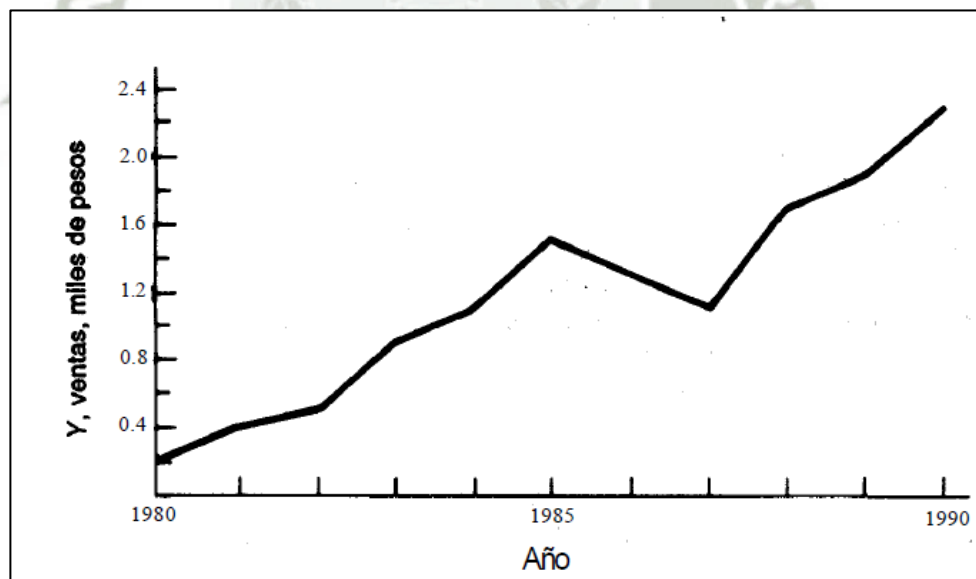


Fig. 95 Gráfico clásico de una serie de tiempo.

Fuente: Estadística aplicada a administración y economía, colección Schaum.

El análisis de series de tiempo es el procedimiento mediante el cual se identifican y separan los factores relacionados con el tiempo que influyen sobre los valores observados de la serie. Una vez que se identifican esos valores, se les puede utilizar para mejorar la interpretación de los valores históricos de la serie de tiempo y para pronosticar valores futuros (L. Kazmier, 1991). El enfoque clásico al análisis de series de tiempo identifica cuatro de esos efectos, o componentes:

- Tendencia (T): el movimiento global a largo plazo de los valores de la serie de tiempo (Y) durante un número prolongado de años.
- Fluctuaciones cíclicas: (C): movimientos recurrentes hacia arriba y hacia abajo con respecto a la tendencia y que tienen duración de varios años.
- Variaciones estacionales: (E): movimientos hacia arriba y hacia abajo con respecto a la tendencia y que no duran más de un año y que, además, se presentan todos los años. Es común que se identifiquen esas variaciones con base en datos mensuales o trimestrales.
- Variaciones irregulares (I): las variaciones erráticas con respecto a la tendencia, que no pueden adjudicarse a efectos estacionales o cíclicos.

El modelo en el que se basa el análisis clásico de series de tiempo se apoya en la suposición de que, para cualquier periodo de la serie de tiempo, el valor de la variable está determinado por el efecto de los cuatro componentes que se definieron antes y, además, que los componentes tienen una relación multiplicativa. Por ello, “Y” representa el valor observado de la serie de tiempo.

$$Y = T * C * E * I \quad (6.1)$$

El modelo que se representa mediante la fórmula (6.1) se utiliza como base para separar los efectos de los diversos componentes que influyen sobre los valores de la serie de tiempo.

6.2. ANÁLISIS DE TENDENCIA

Como el análisis de tendencia se ocupa de la dirección del movimiento de la serie de tiempo a largo plazo, es común que esos análisis se lleven a cabo analizando datos anuales. Por lo general, se deben utilizar datos de cuando menos 15 o 20 años, para no incluir como señal de

la tendencia global de la serie de tiempo los movimientos cíclicos que implican pocos años de duración.

El método de mínimos cuadrados es la base más común que se utiliza para identificar el componente de tendencia de la serie de tiempo, determinando la ecuación que mejor se ajuste a la línea de tendencia. Debe observarse que, en términos estadísticos, una línea de tendencia no es una línea de regresión porque la variable dependiente “Y” no es una variable aleatoria sino que, más bien, es un valor histórico acumulado. Además, sólo puede haber un valor histórico para cualquier periodo de tiempo determinado (no una distribución de valores) y los valores asociados con períodos de tiempo adyacentes son dependientes. No obstante, el método de mínimos cuadrados es una base conveniente para determinar el componente de la tendencia de una serie de tiempo. Cuando parece que el aumento o la disminución a largo plazo siguen una tendencia lineal, la ecuación para los valores de la línea de tendencia, utilizando “X” para representar el año, es:

$$Y_o = b_0 + b_1X \quad (6.2)$$

El componente b_0 de la fórmula (6.2) representa el punto de intersección de la línea de tendencia con el eje Y, mientras que b_1 representa la pendiente de la línea de tendencia. Utilizando X para representar el año “Y” como el valor observado de la serie de tiempo, las fórmulas para determinar los valores de b_0 y b_1 , para la ecuación de la línea de tendencia son:

$$b_1 = \frac{\sum XY - n\bar{X}\bar{Y}}{\sum X^2 - n\bar{X}^2} \quad (6.3)$$

$$b_0 = \bar{Y} - b_1\bar{X} \quad (6.4)$$

6.3. ANÁLISIS DE VARIACIONES CÍCLICAS

Los valores anuales de una serie de tiempo representan únicamente los efectos de los componentes de tendencia y cíclicos, porque se definen los componentes estacional e irregular como efectos a corto plazo. Por ello, puede identificarse el componente cíclico en datos anuales dividiendo los valores observados entre el valor correspondiente de la tendencia, de la siguiente manera:

$$\frac{Y}{Y_T} = \frac{T * C}{T} = C \quad (6.5)$$

El cociente que se obtiene de (6.5) se multiplica por 100 para que la media cíclica relativa sea de 100. Una media cíclica relativa de 100 indicaría la ausencia de efectos cíclicos sobre el valor anual de la serie de tiempo.

6.4. MEDICIÓN DE VARIABLES ESTACIONALES

El efecto del componente estacional sobre los valores de la serie de tiempo se identifica determinando el número índice estacional correspondiente a cada mes (o trimestre) del año. La media aritmética de los doce números índices mensuales (o cuatro números trimestrales) es 100. La identificación de influencias estacionales positivas y negativas es importante para la planeación de la producción y los inventarios. El procedimiento que se utiliza con mayor frecuencia para determinar los números índices estacionales es el método del cociente del promedio móvil. Con este método se determina, en primer lugar, el cociente que resulta de dividir el valor de cada mes entre el promedio móvil centrado en ese mes. Como un promedio móvil que se basa en datos mensuales (o trimestrales) de un año completo, "equilibraría" las fluctuaciones irregulares y estacionales, pero no la tendencia a largo plazo ni los efectos cíclicos, el cociente del valor mensual (o trimestral) con respecto a un promedio móvil puede representarse en símbolos de la siguiente manera:

$$\frac{Y}{\text{Promedio móvil}} = \frac{T * C * E * I}{T * C} = S * I \quad (6.6)$$

El segundo paso del método del cociente del promedio móvil, consiste en promediar el componente irregular. Por lo general, esto se realiza enlistando los diversos cocientes aplicables al mismo mes (o trimestre) para los diversos años, eliminando los valores mayores y menores, y calculando el promedio de los cocientes restantes. A esta media se le denomina media modificada, debido a la eliminación de los dos valores extremos.

6.5. APLICACIÓN DE AJUSTES ESTACIONALES

Una aplicación frecuente de los Índices estacionales consiste en ajustar datos observados de series de tiempo, eliminando la influencia del componente estacional de los datos. A esos

datos estacionales se les denomina datos ajustados estacionalmente, o datos desestacionalizados. Los ajustes estacionales son de particular importancia cuando se desea comparar datos de diferentes meses con el objeto de determinar si se ha presentado un aumento (o disminución) con respecto a las expectativas estacionales.

Se ajustan los efectos estacionales de los valores mensuales (o trimestrales) observados de una serie de tiempo dividiendo a cada uno de los valores entre el índice mensual (o trimestral) correspondiente a ese mes. Después, se multiplica el resultado por 100 para mantener la posición decimal de los datos originales. El proceso de ajustar las variaciones estacionales de los datos puede representarse de la siguiente manera:

$$\frac{T}{S} = \frac{T * C * E * I}{S} = T * C * I \quad (6.7)$$

Aunque los valores resultantes después de aplicar la fórmula (6.7) se encuentran en las mismas unidades de medición que los datos originales, no representan ocurrencias reales. Más bien, son valores relativos y sólo tienen sentido para propósitos de comparación.

6.6. PRONÓSTICOS CON BASE EN FACTORES DE TENDENCIA Y EN FACTORES ESTACIONALES

La ecuación de la línea de tendencia ofrece un punto de partida para realizar pronósticos a largo plazo sobre valores anuales. Sin embargo, una consideración de particular importancia en los pronósticos a largo plazo es el componente cíclico de la serie de tiempo. No existe método estándar para pronosticar el componente cíclico con base únicamente en los valores históricos de la serie de tiempo, pero existen diversos indicadores económicos que son útiles para anticipar puntos cíclicos de cambio. Para los pronósticos a corto plazo, el punto de partida es el valor de tendencia que se proyecta y que después se ajusta en su componente estacional. Debido a que, por lo general, la ecuación de la línea de tendencia se basa en el análisis de valores anuales, el primer paso que se requiere es "simplificar" esa ecuación para que quede expresada en términos de meses (o trimestres). Se modifica una ecuación de tendencia, con fechas anuales, para obtener valores proyectados mensuales, de la siguiente manera:

$$Y_T = \frac{b_0}{12} + \left(\frac{b_1}{12}\right)\left(\frac{X}{12}\right) = \frac{b_0}{12} + \frac{b_1}{144}X \quad (6.8)$$

Para obtener valores trimestrales proyectados, se modifica una ecuación de tendencia con datos anuales, de la siguiente manera:

$$Y_T = \frac{b_0}{4} + \left(\frac{b_1}{4}\right)\left(\frac{X}{4}\right) = \frac{b_0}{4} + \frac{b_1}{16}X \quad (6.9)$$

La base de las modificaciones anteriores no resulta evidente si se pasa por alto el hecho de que los valores de tendencia no están asociados con puntos en el tiempo, sino más bien, con periodos de tiempo. Debido a esta consideración, es necesario separar los tres elementos de la ecuación de la tendencia anual (b_0 , b_1 y X).

6.7. APLICACIÓN DEL PRONÓSTICO DE SERIES DE TIEMPO AL CONSUMO DE POTENCIA Y ENERGÍA ELÉCTRICA

Una vez conocidos los principales conceptos que encierra el pronóstico de la serie de tiempo procedemos a aplicar el método de mínimos cuadrados del análisis de tendencia y el método de promedios móviles, para comparar ambos resultados en un mes específico con los resultados obtenidos de la identificación de probabilidades empleado en el método de Monte Carlo en un mes cualquiera, debido a la aleatoriedad del mismo.

a. Aplicación del método de mínimos cuadrados

En la tabla 91 se observan los parámetros identificados de acuerdo al método de mínimos cuadrados, en el cual se aprecian los pronósticos para Socabaya, Chilina y Santuario para un mes específico, es decir, para el mes de mayo.

**Tabla 91 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de mínimos cuadrados
Mercado regulado.**

	Socabaya	Y Socab	Chilina	Y Chili	Santuario	Y Sant
b0	42,420.95	80,902.04	52,804.87	66,176.70	-0.09	11.58
b1	384.81		133.72		0.12	

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 92 se aprecian también los parámetros identificados por el método de mínimos cuadrados para las barras de Callalli, Mollendo, Repartición y Marcona.

Tabla 92 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de mínimos cuadrados Mercado regulado.

	Callalli	Y Callall	Mollendo	Y Moll	Repartición	Y Repar	Marcona	Y Marc
b0	6,105.27	7,927.68	1,401.26	2,198.80	10,618.89	20,723.97	2,327.59	6,709.62
b1	18.22		7.98		101.05		43.82	

Fuente: Elaboración propia.

De las tablas 91 y 92 notamos que los valores pronosticados para el mismo periodo de tiempo que el pronosticado por la distribución de probabilidad son bastantes parecidos. Más adelante se mostrarán las comparaciones con los valores reales para describir las bondades del pronóstico. En la tabla 93 se hallan los parámetros y se pronostican los valores de la potencia para las barras de Socabaya y Mollendo libres.

Tabla 93 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de mínimos cuadrados Mercado Libre.

	Socabaya	Y SocaLib	Mollendo	Y MollLib
b0	4,108.98	2,801.98	512.28	330.44
b1	-13.07		-1.82	

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 94 se muestra el mismo pronóstico para la energía en kWh.

Tabla 94 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de mínimos cuadrados para la energía Mercado Regulado.

	Socabaya	Y Socab	Chilina	Y Chili	Santuario	Y Sant	Callalli	Y Callall
b0	20,132,349.53	37,757,501.01	21,780,084.02	34,777,752.46	-38.65	6,951.00	2,669,156.65	4,029,838.39
b1	176,251.51		129,976.68		69.90		13,606.82	

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 95 apreciamos el pronóstico para la energía en el mercado regulado. Al igual que en la tabla anterior, en este caso los valores identificados se muestran en kWh.

Tabla 95 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de mínimos cuadrados para la energía Mercado Regulado.

	Mollendo	Y Moll	Repartición	Y Repar	Marcona	Y Marc
b0	416,922.57	849,965.58	4,573,632.31	10,801,425.82	1,319,501.88	4,000,003.87
b1	4,330.43		62,277.94		26,805.02	

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 96 se muestra el pronóstico de la energía para el mercado libre

Tabla 96 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de mínimos cuadrados para la energía Mercado Libre.

	Socabaya	Y SocaLib	Mollendo	Y MolLib
b0	4,068,282.77	2,286,422.66	267,605.93	283,772.94
b1	-17,818.60		161.67	

Fuente: Elaboración propia.

b. Aplicación del método de promedios móviles

En este apartado se mostrarán los pronósticos usando el método de promedios móviles, identificándose los valores de la potencia para un mes específico, en este caso, para el mes de mayo, para fines comparativos.

Tabla 97 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de la potencia usando el promedio móvil para el Mercado regulado.

Potencia	Socabaya	Chilina	Santuario	Callalli	Mollendo	Repartición	Marcona
Pronóstico	80,643.09	63,868.92	8.31	7,906.48	2,020.65	20,824.11	5,784.53

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 98 muestra el pronóstico para la potencia en el mercado libre, hay que mencionar que los valores hallados se den en kW.

Tabla 98 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de la potencia usando el promedio móvil para el Mercado Libre.

Potencia	Socabaya	Mollendo
Pronóstico	2,455.34	107.01

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 99 se muestra el pronóstico para la energía en cada punto de suministro de la concesión de la distribuidora de la ciudad de Arequipa.

Tabla 99 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de la energía usando el promedio móvil para el Mercado regulado.

Energía	Socabaya	Chilina	Santuario	Callalli	Mollendo	Repartición	Marcona
Pronóstico	37,219,848.27	32,325,896.35	5,431.41	3,841,717.08	738,339.71	11,108,024.53	3,272,036.92

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 100 muestra el pronóstico para la potencia en el mercado libre.

Tabla 100 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de la energía usando el promedio móvil para el Mercado Libre.

Energía	Socabaya	Mollendo
Pronóstico	1,845,831.90	42,186.53

Fuente: Elaboración propia.

6.8. COMPARACIÓN DEL MODELO MONTECARLO CON EL PRONÓSTICO DE SERIES DE TIEMPO PARA ESTIMAR EL CONSUMO DE POTENCIA Y ENERGÍA ELÉCTRICA

Una vez hallados los valores pronosticados a partir de la data histórica procederemos a comparar los resultados de los métodos empleados tanto en este apartado como en los valores hallados a partir de las distribuciones de probabilidad identificados para el método de Monte Carlo. Esta estimación se da para un mes cualquiera, debido a que los datos de entrada son aleatorios, y debido a que en este apartado sólo se harán comparaciones de resultados.

Tabla 101 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de la potencia para el Mercado Regulado.

Regulados			
Potencia	Mín Cuadrados	Promed. Móvil	Distribución Probabilidad
Socabaya	80,902.04	80,643.09	78,478.33
Chilina	66,176.70	63,868.92	66,057.87
Santuario	11.58	8.31	10.49
Callalli	7,927.68	7,906.48	7,243.35
Mollendo	2,198.80	2,020.65	2,957.92
Repartición	20,723.97	20,824.11	22,642.52
Marcona	6,709.62	5,784.53	5,889.83

Fuente: Elaboración propia.

De la tabla 101 apreciamos que los valores de la potencia para los puntos de suministro del mercado regulado no están alejados, es más, guardan cierta relación debido principalmente a la naturaleza de los datos usados para los pronósticos.

En la tabla 102 se aprecia la comparación de los pronósticos para el mercado libre, en el cual se aprecia que en el punto de Mollendo existe un sesgo en los datos, ya que como se vio en los valores hallados en base a las distribuciones de probabilidad, el método aquí no converge pues la caída brusca de la potencia consumida por la salida de un cliente libre hace que los datos tengan un sesgo considerable.

Tabla 102 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de la potencia para el Mercado libre.

Libres			
Potencia	Mín Cuadrados	Promed. Móvil	Distribución Probabilidad
Socabaya	2,801.98	2,455.34	2,362.74
Mollendo	330.44	107.01	423.33

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 103 se muestra la comparación para la energía. De esta tabla se observa que los valores andan próximos teniendo variaciones pequeñas en cuanto a la proximidad de los valores pronosticados.

Tabla 103 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de la energía para el Mercado Regulado.

Regulados			
Energía	Mín Cuadrados	Promed. Móvil	Distribución Probabilidad
Socabaya	37,757,501.01	37,219,848.27	35,257,949.25
Chilina	34,777,752.46	32,325,896.35	31,405,798.45
Santuario	6,951.00	5,431.41	5,859.80
Callalli	4,029,838.39	3,841,717.08	3,721,380.10
Mollendo	849,965.58	738,339.71	866,880.15
Repartición	10,801,425.82	11,108,024.53	9,953,803.20
Marcona	4,000,003.87	3,272,036.92	3,295,517.75

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 104 se comparan los valores para el mercado libre, al igual que en caso anterior, los valores para Mollendo presentan un sesgo considerable. En este punto el método de mínimos cuadrados es el que tiene un mayor sesgo a comparación de los demás métodos.

Tabla 104 Cuadro de parámetros identificados para el pronóstico de la energía para el Mercado Regulado.

Libres			
Energía	Mín Cuadrados	Promed. Móvil	Distribución Probabilidad
Socabaya	2,286,422.66	1,845,831.90	2,025,416.95
Mollendo	283,772.94	42,186.53	21,206.54

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 105 se comparan los valores pronosticados con los valores reales, tanto para potencia como para la energía en el mercado regulado y en el mercado libre.

Tabla 105 Comparación con el valor real.

Potencia	Mín Cuadrados	Promed. Móvil	Distribución Probabilidad	Valor Real
Socabaya	80,902.04	80,643.09	78,478.33	79,989.20
Chilina	66,176.70	63,868.92	66,057.87	66,080.74
Santuario	11.58	8.31	10.49	8.27
Callalli	7,927.68	7,906.48	7,243.35	7,249.00
Mollendo	2,198.80	2,020.65	2,957.92	2,824.79
Repartición	20,723.97	20,824.11	22,642.52	20,421.78
Marcona	6,709.62	5,784.53	5,889.83	5,470.46
Socabaya Lib	2,801.98	2,455.34	2,362.74	2,151.36
Mollendo Lib	330.44	107.01	423.33	30.89
Energía	Mín Cuadrados	Promed. Móvil	Distribución Probabilidad	Valor Real
Socabaya	37,757,501.01	37,219,848.27	35,257,949.25	38,808,012.22
Chilina	34,777,752.46	32,325,896.35	31,405,798.45	34,161,625.78
Santuario	6,951.00	5,431.41	5,859.80	5,406.25
Callalli	4,029,838.39	3,841,717.08	3,721,380.10	3,874,903.61
Mollendo	849,965.58	738,339.71	866,880.15	1,039,308.53
Repartición	10,801,425.82	11,108,024.53	9,953,803.20	11,083,536.40
Marcona	4,000,003.87	3,272,036.92	3,295,517.75	3,201,488.58
Socabaya Lib	2,286,422.66	1,845,831.90	2,025,416.95	1,775,225.78
Mollendo Lib	283,772.94	42,186.53	21,206.54	19,133.02

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 106 se muestran los errores porcentuales de comparación entre los métodos empleados y los valores reales. En este punto apreciamos que los errores son menores en la gran cantidad de valores pronosticados por el método del promedio móvil, sin embargo hay que mencionar que los valores hallados por la distribución de probabilidad corresponde a un promedio de 100 simulaciones efectuadas, en otro instante estos valores cambian haciendo que los errores sean menores y en otro instante los errores pueden ser grandes, motivo por el cual el pronóstico por la distribución de probabilidad se presta como una buena alternativa teniendo en cuenta un promedio de varios eventos aleatorios.

Tabla 106 Error porcentual de los métodos de pronóstico y el valor real.

Potencia	Valor Real	Mín Cuadrados	Error %	Promed. Móvil	Error %	Distribución Probabilidad	Error %
Socabaya	79,989.20	80,902.04	-1.13%	80,643.09	-0.81%	78,478.33	1.93%
Chilina	66,080.74	66,176.70	-0.15%	63,868.92	3.46%	66,057.87	0.03%
Santuario	8.27	11.58	-28.59%	8.31	-0.44%	10.49	-21.20%
Callalli	7,249.00	7,927.68	-8.56%	7,906.48	-8.32%	7,243.35	0.08%
Mollendo	2,824.79	2,198.80	28.47%	2,020.65	39.80%	2,957.92	-4.50%
Repartición	20,421.78	20,723.97	-1.46%	20,824.11	-1.93%	22,642.52	-9.81%
Marcona	5,470.46	6,709.62	-18.47%	5,784.53	-5.43%	5,889.83	-7.12%
Socabaya Lib	2,151.36	2,801.98	-23.22%	2,455.34	-12.38%	2,362.74	-8.95%
Mollendo Lib	30.89	330.44	-90.65%	107.01	-71.13%	423.33	-92.70%
Energía	Valor Real	Mín Cuadrados	Error %	Promed. Móvil	Error %	Distribución Probabilidad	Error %
Socabaya	38,808,012.22	37,757,501.01	2.78%	37,219,848.27	4.27%	35,257,949.25	10.07%
Chilina	34,161,625.78	34,777,752.46	-1.77%	32,325,896.35	5.68%	31,405,798.45	8.77%
Santuario	5,406.25	6,951.00	-22.22%	5,431.41	-0.46%	5,859.80	-7.74%
Callalli	3,874,903.61	4,029,838.39	-3.84%	3,841,717.08	0.86%	3,721,380.10	4.13%
Mollendo	1,039,308.53	849,965.58	22.28%	738,339.71	40.76%	866,880.15	19.89%
Repartición	11,083,536.40	10,801,425.82	2.61%	11,108,024.53	-0.22%	9,953,803.20	11.35%
Marcona	3,201,488.58	4,000,003.87	-19.96%	3,272,036.92	-2.16%	3,295,517.75	-2.85%
Socabaya Lib	1,775,225.78	2,286,422.66	-22.36%	1,845,831.90	-3.83%	2,025,416.95	-12.35%
Mollendo Lib	19,133.02	283,772.94	-93.26%	42,186.53	-54.65%	21,206.54	-9.78%

Fuente: Elaboración propia.

En la Fig.96 se muestran los valores comparados en los tres métodos empleados para el pronóstico de consumo de potencia. En este punto apreciamos que el método de mínimos cuadrados tiene un mayor sesgo que los otros métodos empleados.

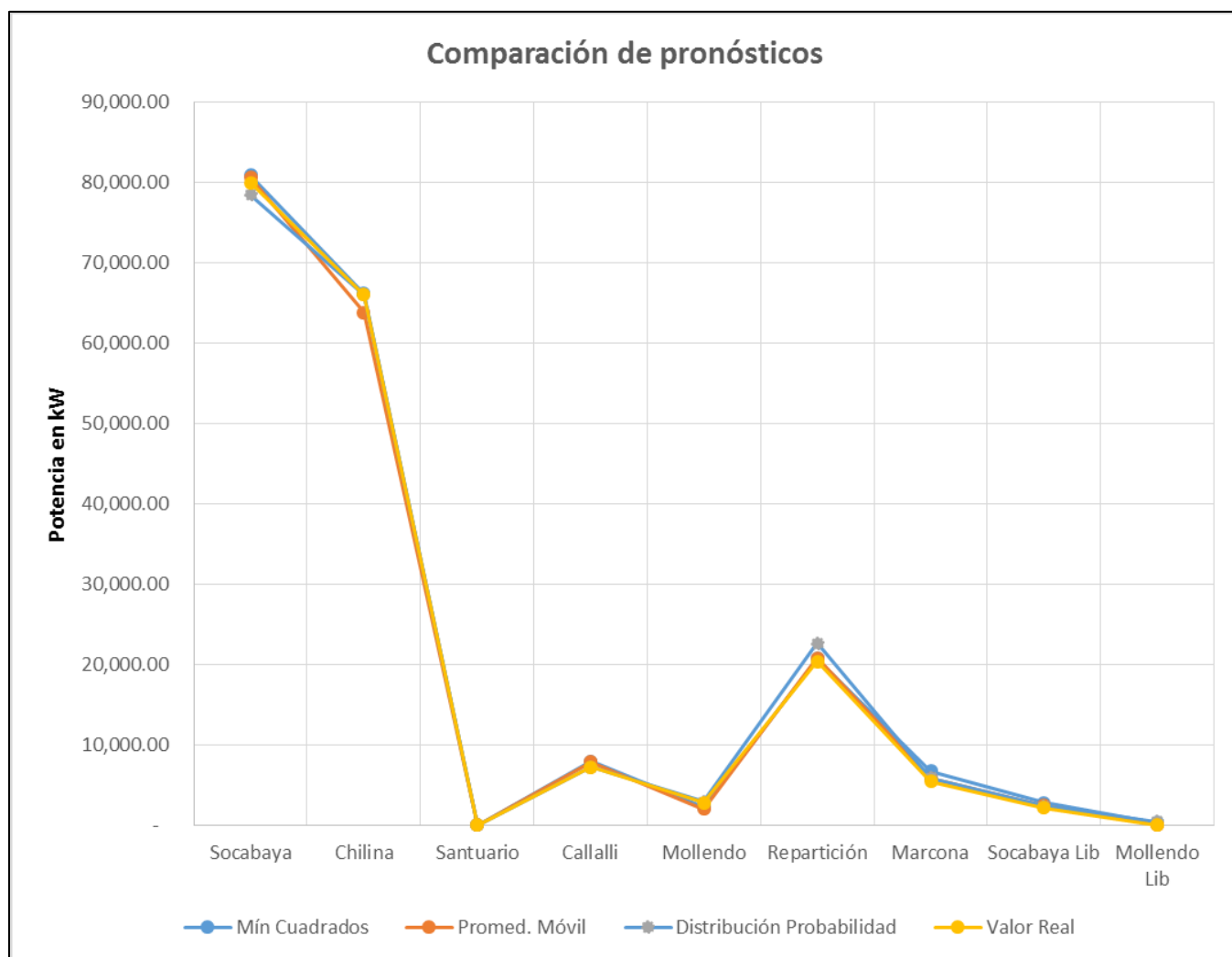


Fig. 96 Comparación gráfica entre los métodos de pronóstico empleados para el consumo de potencia para el Mercado Regulado y el Mercado Libre.

Fuente: Elaboración propia.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

I. CONCLUSIONES

Podemos obtener las siguientes conclusiones:

- Se ha demostrado que a partir del modelo se puede optimizar la compra de energía lográndose ahorros mensuales de S/.77,008.77 como promedio. Esto significa que la estimación de las potencias consumidas para la correcta distribución de las potencias de los contratos bilaterales es crítico y representa un costo escondido, ya que al usar un método empírico este costo no es advertido elevando los costos en cada periodo mensual.
- El modelo de simulación de Monte Carlo aplicado al proceso de compra ha dado buenos resultados en cuanto a la estimación de la potencia y energía para el mes analizado y en el costo total de la compra, con errores que van de desde el 1.96% para la barra Socabaya y de -21.2% para la barra de santuario, sin embargo para la barra de Mollendo el error es de -92.7% debido a que como se explicó dentro de la tesis, aquí el método no converge por existir una influencia directa del cambio abrupto de la data por la salida de un cliente libre, cuya demanda era considerable.
- El valor estimado para el punto Mollendo del mercado libre en el mes analizado nos da un valor de 426.55kW mientras que el valor real nos da un valor de 30.89kW, es así que se puede afirmar que existe una variable independiente cualitativa que influye fuertemente en el modelo como es la cantidad de clientes en cada punto de suministro de la concesionaria. En el mercado regulado existen más de 370 mil clientes haciendo que el retiro o ingreso de nuevos clientes modifiquen levemente los parámetros de consumo de potencia. En el mercado Libre sólo 3 clientes que hacen que el ingreso o retiro de más clientes libres modifiquen fuertemente los parámetros del consumo de potencia.
- Las distribuciones de probabilidad identificadas con la herramienta Imput Analyzer del software ARENA, nos dio los valores Chi cuadrado y Kolmogorov para la aceptación o rechazo de las distribuciones de probabilidad identificadas, aceptándose las

distribuciones identificadas, sin embargo existen también puntos de suministros en los que no se aceptan las funciones de distribución, por lo que nos da un indicador de ajuste alimentados por cada dato real almacenado en cada periodo de compra. Este ajuste se tendrá que hacer mensualmente para actualizar los parámetros de las funciones de distribución para cada nuevo periodo de compra, haciendo iterativo este proceso que optimiza la compra en general.

- El sector eléctrico peruano presenta ciertas características que la hacen objeto de estudio, ya sea por su regulación o por sus complejidades técnicas. En este trabajo de tesis se ha descrito al sector desde el punto de vista económico, es decir, desde la forma en que los agentes reguladores marcan la pauta del comportamiento de los precios a partir de variables económicas y los procedimientos de actualización de factores que intervienen en la compra de potencia y energía. Todos estos valores son altamente aleatorios. Es así que durante cada periodo de compra se tienen que hacer recálculos por actualizaciones de precios de potencia o por modificaciones de los factores Fte para la energía. De este modo, el modelo de simulación Monte Carlo sería una herramienta de gran ayuda, y su aplicación en cada proceso dentro del sector eléctrico demandaría un análisis diferente y exhaustivo para alcanzar ciertos niveles de precisión requerida.

II. RECOMENDACIONES

Después de haber descrito las características propias del sector eléctrico existen algunos puntos que deberían ser tomados muy en cuenta dentro del proceso de compra de potencia y energía eléctrica como son:

- La estimación de las potencias consumidas deben ser tomadas en cuenta sólo cuando no hayan mediciones completas hasta la fecha de envío de los factores de reparto, considerando que las estimaciones halladas por el método de promedios móviles y el método de mínimos cuadrados son efectuados solamente para un mes específico, mientras que las distribuciones de probabilidad se dan para un mes cualquiera, esto con fines netamente comparativos. Debido a esto se recomienda efectuar un análisis

más profundo para así tener un grado de comparación aceptable tomando en cuenta las características propias de cada método.

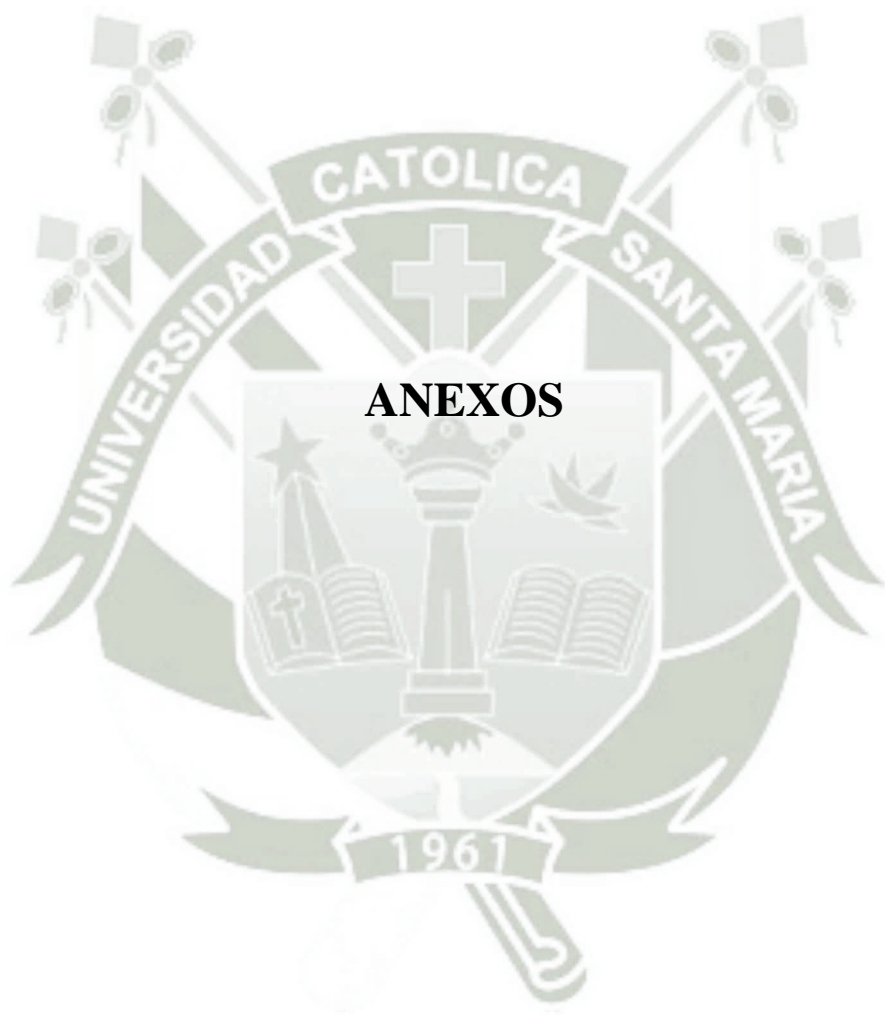
- Las funciones de distribución de probabilidades debe ser actualizadas en cada periodo de compra para mantener actualizado los parámetros que describen el comportamiento de los consumos.
- Se debe prestar especial cuidado a la calidad de la data y a los eventos que introducen cambios abruptos en cuanto a la tendencia de los consumos mensuales.
- El proceso de compra de potencia y energía eléctrica posee mucha aleatoriedad no sólo en los consumos, sino también en el cálculo de los precios, sin embargo al estar regulados, el análisis de esta aleatoriedad está limitado solamente a indicadores económicos que envía el organismo regulador para las actualizaciones de estos precios, no obstante podría implementarse un mecanismo que pueda predecir el cambio de estos indicadores para mantener estimar los cambios en los precios y así mantener un control de los mismos.
- La empresa de distribución eléctrica puede incrementar su margen comercial al disminuir sus costos de compra a través de una correcta distribución de sus potencias de contratos bilaterales, de aquí se recomienda un especial análisis y monitoreo o control en la aplicación del método de simulación de Monte Carlo descrito en este trabajo.

BIBLIOGRAFÍA

- A. Dammert Lira, F. M. (2011). Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano. *OSINERGMIN*.
- A. Dammert Lira, R. G. (2008). Regulación y supervisión del sector eléctrico. *PUCP*.
- A. Mendiola, J. C. (2011). Estrategia de generación de valor en una empresa de distribución eléctrica. *ESAN Ediciones*.
- Agüí, J. C. (2010). Guía básica para la simulación de Monte Carlo. *AENOR ediciones*.
- Alfredo Mendiola, J. C. (2011). *Estrategia de generación de valor en una empresa de distribución eléctrica*. Lima: ESAN.
- CARLOS ANDRÉS NÚÑEZ VIVEROS, G. J. (2011). DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS ENERGÉTICOS CON MANEJO DE LA INCERTIDUMBRE EN PRECIOS: PROYECTO DE COGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BASE EN GAS NATURAL PARA UNA EMPRESA DE SANTIAGO DE CALI. *UNIVERSIDAD ICESI*.
- Delgado, J. I. (2007). *ANÁLISIS DEL RIESGO DE INVERSIONES Y VALUACIÓN DE INSTRUMENTOS DERIVADOS MEDIANTE EL USO DE SIMULACIÓN MONTE CARLO*. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Diharce, E. V. (2008). Técnicas de simulación para el análisis estadístico de datos de medición. *Centro de investigación en Matemáticas*.
- EJSDSA. (2010). DETERMINACION DEL FACTOR DE PERDIDAS DE ENERGIA. *San Salvador de Jujuy*.
- González, J. C. (2010). *Aplicación de Simulaciones Monte Carlo para el análisis de información CT y su uso en PET y Dosimetría*. Madrid: Universidad Complutense de Madrid.
- JUAN ANTONIO CAÑAS MADUEÑO, R. D. (2010). EL CONTROL DE PROYECTOS EN UN CONTEXTO ALEATORIO: APLICACION DEL METODO MONTECARLO. *Universidad de Córdoba*.
- L. Kazmier, A. D. (1991). Estadística aplicada a administración y economía. *Schaum*.
- Leonard Kazmier, A. D. (1991). Estadística aplicada a la administración y Economía. *Schaum*.
- Martina, J. C. (2006). Metodología y Diseño de Subasta de Energía para Clientes Regulados del Sistema Interconectado Central de Chile. *Documento presentado en la Reunión Anual de la Asociación Argentina de Política Económica*.
- McAfee, R. P. (1997). Four Issues in Auctions and Market Design. *Documento preparado para Latin American Econometric Society Meetings*.
- Miranda, F. R. (2008). Regulación de los Servicios Públicos. ¿Por qué?, ¿Cuándo? y ¿Cómo debe intervenir el Estado en el mercado? *Actualidad Jurídica*.

- Mónica A. Arango Arango, E. T. (2013). VALORACIÓN DE PROYECTOS DE ENERGÍA TÉRMICA BAJO CONDICIONES DE INCERTIDUMBRE A TRAVÉS DE OPCIONES REALES. *Revista Ingenierías Universidad de Medellín*, 12(23), 83 -1 00.
- Morey, M. J. (2001). Power Market Auction Design Rules and Lessons in Market-Based Control for the New Electricity Industry. *Preparado para Edison Electric Institute. Washington, DC.*
- Moscol, P. L. (2014). Regulación Tarifaria de las Actividades Eléctricas. *Universidad La Salle.*
- PRESS, W. T. (1992). Numerical Recipes in C. The Art of Scientific Computing. 2nd Ed. *Cambridge University Press. New York.*
- Rafael García Martín, F. J. (2010). VARIABLES ALEATORIAS CONTINUAS (II). *UOC.*
- Rubio, J. G. (1997). *APLICACIÓN DEL MÉTODO DE MONTE CARLO EN LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE RESPUESTAS IMPULSIVAS EN SALAS. VALIDACIÓN Y DETERMINACIÓN DEL ERROR DE LA TÉCNICA DEL TRAZADO DE RAYOS.* UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA.
- Ruíz, O. J. (2007). *Métodos Monte Carlo y Productos Estructurados.* Centro de Investigación en Matemáticas, A.C.





ANEXO A:
TABLA 1A DATA DE ENERGÍA CONSUMIDA, MERCADO REGULADO

COMPRA DE ENERGÍA EN KWH									
AÑO	PERIODO	SOCABAYA	CHILINA	SANTUARIO	MOLLEND	CALLALLI	REPARTICIÓN	MARCONA	TOTAL
2007	Enero	21,937,646.90	21,474,703.36	1,625.93	3,153,825.77	377,281.95	4,120,677.50	1,126,312.65	52,192,074.06
	Febrero	19,716,271.26	19,300,204.74	1,456.34	2,921,989.93	355,249.32	4,381,260.76	1,009,184.99	47,685,617.34
	Marzo	22,715,457.38	22,236,099.95	1,728.68	3,149,735.35	414,934.11	5,495,262.12	1,097,365.81	55,110,583.40
	Abril	21,757,171.98	21,298,036.96	1,903.33	2,653,870.55	434,826.32	5,024,444.76	1,158,513.87	52,328,767.77
	Mayo	23,013,726.46	22,528,074.74	1,838.06	2,948,221.07	466,380.53	4,672,917.36	1,194,168.40	54,825,326.62
	Junio	22,363,702.58	21,891,768.12	1,868.18	2,833,199.01	470,495.16	4,632,568.92	1,134,399.29	53,328,001.26
	Julio	22,772,330.78	22,291,773.16	1,964.57	2,915,931.03	516,973.67	4,871,331.00	1,209,716.44	54,580,020.65
	Agosto	23,068,341.46	22,581,537.22	886.41	2,726,519.44	505,002.28	5,179,189.68	1,209,089.98	55,270,566.47
	Septiembre	22,601,838.80	22,124,879.03	1,888.54	2,659,968.22	483,710.23	4,834,555.82	1,167,830.07	53,874,670.71
	Octubre	23,026,022.14	22,540,110.95	1,202.46	2,680,004.39	497,050.05	4,863,327.24	1,262,254.25	54,869,971.48
	Noviembre	22,512,776.84	22,037,696.52	1,385.42	2,705,247.00	473,068.13	5,037,012.75	1,295,523.61	54,062,710.27
	Diciembre	23,403,729.40	22,909,847.57	1,715.08	2,895,752.65	467,485.82	5,129,046.80	1,503,685.34	56,311,262.66
2008	Enero	23,536,887.03	23,040,195.21	1,350.46	3,457,951.67	451,094.86	5,627,401.46	1,550,632.86	57,665,513.55
	Febrero	21,933,138.76	21,470,290.35	692.86	3,191,660.49	440,642.44	5,059,804.94	1,503,776.14	53,600,005.98
	Marzo	23,866,868.08	23,363,212.77	1,213.31	3,135,893.56	491,598.56	5,705,018.99	1,678,276.78	58,242,082.05
	Abril	23,912,835.89	23,408,210.54	1,750.55	2,516,986.83	524,653.40	5,713,694.16	1,710,266.78	57,788,398.15
	Mayo	24,461,200.16	23,945,002.85	1,451.49	2,795,286.10	588,925.90	5,485,157.58	1,922,800.24	59,199,824.32
	Junio	24,019,602.39	23,512,751.38	1,630.17	2,815,123.41	582,903.06	5,458,670.71	1,803,882.44	58,194,591.56
	Julio	24,754,498.91	24,232,112.20	1,553.57	3,156,433.22	611,893.62	5,450,500.22	1,891,984.03	60,098,975.77
	Agosto	24,778,913.52	24,256,011.60	1,231.03	2,954,796.31	546,218.93	5,533,220.73	2,002,961.04	60,073,353.16
	Septiembre	24,158,952.46	23,649,133.38	1,296.22	2,783,744.75	462,792.16	5,544,820.82	1,897,964.82	58,498,704.61
	Octubre	25,066,118.86	24,537,156.13	1,662.18	2,937,518.66	493,319.18	5,918,370.44	2,160,033.10	61,114,178.55
	Noviembre	24,115,251.52	23,606,354.66	1,468.37	2,580,173.14	548,980.26	5,855,944.63	2,005,719.36	58,713,891.94
	Diciembre	24,923,651.23	24,397,694.94	820.08	3,052,311.62	507,123.87	6,204,316.29	2,110,120.86	61,196,038.89
2009	Enero	24,648,381.74	24,128,234.38	836.42	3,207,140.93	394,746.65	6,530,024.04	1,957,221.97	60,866,586.12
	Febrero	22,145,314.13	21,516,324.13	719.07	3,165,496.01	369,603.80	6,066,047.23	1,698,894.15	54,962,398.52
	Marzo	22,039,708.68	21,332,642.17	928.97	3,090,048.73	545,835.48	7,043,729.35	1,913,385.52	61,966,278.90
	Abril	24,738,882.46	23,681,098.93	804.58	2,828,273.70	458,565.45	6,805,473.69	1,668,035.39	60,181,134.21
	Mayo	26,505,757.95	23,937,777.98	925.23	2,981,776.09	472,311.72	6,645,748.94	1,863,223.14	62,407,521.05
	Junio	25,762,391.19	23,219,907.66	1,043.41	3,005,557.86	488,005.91	6,237,320.29	1,861,532.46	60,575,758.79
	Julio	26,513,563.98	23,771,622.08	925.87	3,009,967.16	507,846.19	6,186,408.95	1,811,816.98	61,802,151.21
	Agosto	26,624,451.01	23,871,041.54	835.92	2,827,293.87	504,390.00	6,127,146.29	1,962,979.48	61,918,138.11
	Septiembre	26,407,865.03	23,676,854.15	1,036.97	2,618,274.29	556,919.81	6,204,209.72	1,827,395.70	61,292,555.67
	Octubre	27,190,826.03	24,378,844.00	1,043.46	2,844,210.79	617,597.36	6,516,653.30	2,146,085.86	63,695,260.80
	Noviembre	26,288,608.63	22,667,163.26	975.28	2,919,492.37	505,019.51	6,440,531.39	2,025,831.43	60,847,621.88
	Diciembre	27,878,158.73	24,037,741.37	1,016.33	3,244,528.30	535,068.68	6,951,592.04	2,087,347.26	64,735,452.71
2010	Enero	22,832,511.42	28,447,937.11	1,038.21	3,414,550.76	552,480.61	7,068,544.63	1,792,728.12	64,109,790.85
	Febrero	21,337,716.42	25,768,898.48	906.85	3,067,393.95	471,763.08	6,676,111.39	1,909,610.83	59,232,401.01
	Marzo	24,412,531.91	29,102,350.95	989.71	3,265,001.53	489,287.42	7,741,125.78	2,335,758.38	67,347,045.68
	Abril	20,974,381.07	30,845,838.19	878.56	3,011,211.92	564,989.50	7,386,934.43	2,272,483.69	65,056,717.37
	Mayo	22,166,907.13	31,689,017.00	1,126.59	3,079,253.24	684,542.02	7,230,208.68	2,470,765.90	67,321,820.55
	Junio	23,687,149.75	29,033,057.83	1,054.72	2,826,475.93	678,339.68	6,715,175.39	2,540,943.05	65,482,196.36
	Julio	25,332,487.28	28,843,227.39	956.91	2,816,769.42	713,940.85	6,866,165.12	2,738,673.51	67,312,220.48
	Agosto	28,148,587.46	26,597,053.94	972.87	2,770,185.47	578,506.30	6,715,050.32	2,870,505.02	67,680,861.39
	Septiembre	27,824,283.34	26,199,581.20	988.03	2,964,816.85	529,388.28	6,855,435.00	2,659,376.37	67,033,869.07
	Octubre	27,271,326.20	28,711,207.61	1,543.27	2,797,007.10	546,731.71	7,347,552.92	2,844,885.20	69,520,254.01
	Noviembre	26,656,509.18	28,096,097.22	2,072.59	3,005,167.65	532,617.73	7,192,620.60	2,988,270.27	68,473,355.24
	Diciembre	29,341,663.86	28,725,093.39	2,033.13	3,528,185.95	630,668.82	7,687,060.60	3,104,488.57	73,019,194.32
2011	Enero	27,778,511.15	30,157,756.72	2,666.26	3,347,877.12	566,574.09	7,908,126.90	2,920,592.62	72,682,104.86
	Febrero	24,780,071.96	27,556,799.54	2,442.91	3,808,152.79	568,657.95	7,550,311.50	2,956,888.87	67,223,325.51
	Marzo	28,473,210.83	31,852,573.41	3,138.25	3,614,839.23	539,907.07	8,736,995.68	3,317,685.38	76,538,349.85
	Abril	27,855,926.27	29,854,827.28	1,794.47	2,886,153.63	561,026.61	8,466,854.89	2,971,721.22	72,598,304.38
	Mayo	29,764,826.81	30,765,664.58	3,836.73	3,176,408.45	651,218.18	8,210,670.24	3,119,956.66	75,692,581.64
	Junio	26,072,752.11	33,223,207.79	3,736.22	3,196,810.82	605,865.22	7,892,123.17	3,245,766.14	74,240,261.47
	Julio	26,040,666.95	34,194,100.57	3,755.77	3,842,538.59	769,181.71	7,970,175.59	3,521,761.26	76,342,180.44
	Agosto	28,677,561.17	32,602,073.15	3,681.46	3,022,250.96	638,838.28	7,827,139.70	3,348,797.49	76,120,342.21
	Septiembre	29,285,303.10	31,116,279.30	2,138.72	3,058,719.21	601,791.26	7,445,380.35	3,414,065.32	74,923,677.26
	Octubre	31,995,611.52	29,484,444.00	2,712.03	3,039,350.21	767,520.16	7,892,749.50	3,331,283.66	76,513,671.08
	Noviembre	31,320,277.29	28,962,694.39	4,308.36	2,957,732.24	665,623.58	8,057,720.74	3,027,663.03	74,996,019.62
	Diciembre	30,621,855.34	31,718,510.94	4,311.98	3,433,276.81	611,491.34	8,598,959.05	3,360,782.70	78,349,188.16

2012	Enero	30,996,541.35	30,160,556.74	3,490.80	3,782,004.53	527,764.14	8,832,453.50	3,459,731.60	77,762,542.66
	Febrero	28,374,818.47	28,193,572.43	3,224.32	3,950,438.15	551,096.32	8,356,370.90	3,360,076.02	72,789,596.60
	Marzo	29,828,089.16	33,477,130.67	3,481.79	3,822,838.18	726,192.46	9,177,969.50	3,380,357.22	80,416,058.98
	Abril	28,374,248.74	32,642,098.30	3,191.12	3,486,184.90	758,754.66	8,690,045.28	3,283,540.44	77,238,063.43
	Mayo	33,405,938.06	30,231,932.92	7,038.89	3,874,071.36	809,207.86	8,580,610.40	3,081,603.52	79,990,403.01
	Junio	31,586,009.54	30,511,330.95	7,106.68	3,424,149.25	796,134.04	8,334,686.24	3,470,003.00	78,129,419.69
	Julio	31,891,740.46	31,737,303.12	8,890.39	3,475,514.11	852,804.58	8,381,979.34	3,306,668.12	79,654,900.12
	Agosto	33,039,611.05	31,078,010.92	8,528.88	3,420,696.34	825,921.92	8,480,227.48	3,404,147.26	80,257,143.85
	Septiembre	30,991,304.53	31,079,771.12	8,095.21	3,282,972.25	756,068.56	8,404,834.62	3,266,844.56	77,789,890.86
	Octubre	30,968,209.65	33,458,731.20	7,215.45	3,275,364.39	764,722.10	8,825,005.04	3,429,255.76	80,728,503.58
	Noviembre	30,524,261.43	31,933,704.36	5,799.44	3,346,511.71	710,441.78	8,682,416.70	3,544,488.56	78,747,623.97
	Diciembre	30,143,022.61	34,277,265.53	5,743.30	3,637,006.92	748,071.52	9,207,777.30	3,589,015.28	81,607,902.46
2013	Enero	29,624,314.89	35,678,900.78	5,337.26	4,194,147.90	700,442.78	9,618,353.57	3,615,261.09	83,436,758.27
	Febrero	28,989,423.35	28,568,481.74	4,877.20	3,888,599.52	619,613.77	8,662,632.14	3,238,301.58	73,971,929.30
	Marzo	33,200,716.31	31,451,327.46	5,646.27	3,585,884.03	747,222.53	9,516,778.34	3,625,086.54	82,132,661.48
	Abril	35,226,157.70	29,437,526.68	6,383.28	3,585,617.68	769,936.57	9,330,276.51	3,381,728.08	81,737,626.50
	Mayo	34,464,674.97	32,525,551.90	6,567.75	3,817,648.04	840,149.15	9,207,311.75	3,472,819.33	84,334,722.89
	Junio	34,965,340.74	30,241,285.54	4,897.71	3,767,356.73	863,417.54	8,727,079.84	3,337,216.23	81,906,594.33
	Julio	35,579,779.12	31,882,641.43	6,944.01	4,214,904.28	905,855.86	8,946,394.95	3,322,050.42	84,858,570.06
	Agosto	35,407,447.07	32,109,509.95	6,392.91	4,023,793.50	863,249.88	9,011,772.25	3,356,213.91	84,778,379.47
	Septiembre	34,442,910.06	32,162,140.53	6,120.54	4,003,777.83	829,493.52	8,864,507.81	3,065,548.46	83,374,498.75
	Octubre	36,574,933.19	32,594,569.55	6,185.78	3,836,326.35	845,293.96	9,180,072.63	3,356,057.19	86,393,438.65
	Noviembre	33,847,166.06	32,282,639.69	5,946.63	3,842,773.62	777,905.15	9,169,259.77	3,591,871.61	83,517,562.53
	Diciembre	34,847,446.48	34,646,388.28	6,382.64	4,099,540.27	802,360.46	9,927,393.88	3,674,254.44	88,003,766.44
2014	Enero	33,576,455.16	34,968,475.37	6,679.32	4,591,641.59	733,150.80	10,311,014.51	3,621,495.29	87,808,912.03
	Febrero	32,693,944.71	29,273,619.39	5,977.50	4,247,287.78	639,183.71	9,527,395.16	3,121,154.09	79,508,562.34
	Marzo	36,863,569.06	32,968,162.27	6,788.68	3,980,764.08	766,150.97	10,592,528.32	3,514,115.12	88,692,078.51
	Abril	37,758,835.26	30,754,368.48	6,122.74	4,414,076.76	797,679.02	10,135,365.70	3,445,626.75	87,312,074.72
	Mayo	39,486,018.58	31,321,733.60	6,177.39	4,162,280.95	870,562.88	10,129,948.85	3,370,404.63	89,347,126.88
	Junio	38,461,258.49	30,487,633.70	6,303.04	3,811,367.37	853,023.31	9,545,717.90	3,328,876.88	86,494,180.68
	Julio	39,157,972.87	31,476,227.38	7,056.36	3,748,527.09	917,841.58	9,881,925.47	3,334,819.86	88,524,370.60
	Agosto	39,160,643.21	31,631,140.44	6,711.93	3,666,621.94	872,458.01	9,670,453.08	3,480,904.47	88,488,933.07
	Septiembre	37,908,430.03	32,120,589.17	6,157.02	3,487,505.23	828,658.73	9,745,941.71	3,532,873.35	87,630,155.23
	Octubre	38,777,485.91	33,646,308.89	6,357.22	3,682,657.77	812,140.41	10,409,867.25	3,604,881.12	90,939,698.58
	Noviembre	37,827,982.78	31,477,052.57	6,118.73	3,783,242.93	756,009.71	10,497,777.80	3,347,065.14	87,695,249.66
	Diciembre	38,567,872.35	33,254,455.88	6,094.71	3,967,975.51	753,882.74	10,937,694.67	3,586,865.19	91,074,841.05

TABLA 2A DATA DE ENERGÍA CONSUMIDA, MERCADO LIBRE

COMPRA DE ENERGÍA EN KWH LIBRES				
AÑO	PERIODO	SOCABAYA	MOLLEND	TOTAL
2007	Enero	3,702,788.04	231,269.94	3,934,057.98
	Febrero	3,955,224.66	169,011.79	4,124,236.45
	Marzo	4,279,418.91	259,273.49	4,538,692.40
	Abril	3,436,197.72	207,640.26	3,643,837.98
	Mayo	4,071,596.92	237,602.75	4,309,199.67
	Junio	3,900,785.78	208,795.71	4,109,581.49
	Julio	3,844,150.48	230,613.76	4,074,764.24
	Agosto	4,050,095.98	259,051.96	4,309,147.94
	Septiembre	4,100,815.33	235,035.89	4,335,851.22
	Octubre	4,476,369.92	273,833.36	4,750,203.28
	Noviembre	4,397,603.62	243,802.44	4,641,406.06
	Diciembre	4,295,875.05	399,658.11	4,695,533.16
2008	Enero	3,734,739.19	349,307.19	4,084,046.38
	Febrero	3,937,174.17	239,468.65	4,176,642.82
	Marzo	4,253,456.42	264,144.72	4,517,601.14
	Abril	3,086,645.42	263,150.39	3,349,795.81
	Mayo	3,385,712.56	248,180.10	3,633,892.66
	Junio	3,222,247.58	263,317.54	3,485,565.12
	Julio	3,269,251.01	269,502.30	3,538,753.31
	Agosto	3,533,877.20	309,782.98	3,843,660.18
	Septiembre	3,365,904.90	276,944.59	3,642,849.49
	Octubre	2,775,205.24	285,474.60	3,060,679.84
	Noviembre	2,171,713.98	270,375.56	2,442,089.54
	Diciembre	1,639,868.04	331,803.84	1,971,671.88
2009	Enero	1,670,098.81	272,840.43	1,942,939.24
	Febrero	2,592,028.41	267,527.37	2,859,555.78
	Marzo	2,663,412.24	280,604.08	2,944,016.32
	Abril	2,688,802.99	248,761.92	2,937,564.92
	Mayo	2,500,063.30	262,402.04	2,762,465.34
	Junio	2,528,241.43	261,934.48	2,790,175.90
	Julio	3,138,445.66	219,368.02	3,357,813.68
	Agosto	3,339,269.46	308,810.49	3,648,079.95
	Septiembre	3,286,507.78	323,975.53	3,610,483.31
	Octubre	3,239,093.02	248,810.69	3,487,903.71
	Noviembre	3,319,711.21	260,861.69	3,580,572.90
	Diciembre	2,713,074.85	242,353.24	2,955,428.09
2010	Enero	3,152,139.20	286,563.28	3,438,702.49
	Febrero	2,824,967.81	267,940.10	3,092,907.91
	Marzo	3,214,869.19	248,455.24	3,463,324.42
	Abril	3,240,604.08	208,490.93	3,449,095.01
	Mayo	3,810,320.13	288,433.95	4,098,754.08
	Junio	3,228,711.77	198,168.58	3,426,880.35
	Julio	2,891,529.18	296,404.33	3,187,933.51
	Agosto	4,000,591.35	271,499.32	4,272,090.67
	Septiembre	4,085,763.29	262,329.37	4,348,092.66
	Octubre	4,208,040.26	242,056.99	4,450,097.25
	Noviembre	4,251,050.08	294,811.60	4,545,861.68
	Diciembre	4,075,414.46	297,752.06	4,373,166.53
2011	Enero	4,275,047.82	279,051.95	4,554,099.77
	Febrero	4,113,860.73	339,316.63	4,453,177.36
	Marzo	4,474,137.39	285,084.06	4,759,221.46
	Abril	3,123,612.78	258,216.71	3,381,829.48
	Mayo	4,399,904.11	296,060.80	4,695,964.91
	Junio	4,278,714.26	271,857.37	4,550,571.63
	Julio	4,262,957.66	290,054.33	4,553,011.99
	Agosto	4,475,668.37	215,324.79	4,690,993.15
	Septiembre	4,475,798.07	299,629.11	4,775,427.18
	Octubre	4,651,591.62	299,885.51	4,951,477.13
	Noviembre	4,328,284.69	283,085.77	4,611,370.46
	Diciembre	4,382,893.35	311,398.69	4,694,292.04

2012	Enero	4,583,984.40	380,864.00	4,964,848.40
	Febrero	4,448,202.15	223,469.46	4,671,671.61
	Marzo	4,932,570.19	299,228.37	5,231,798.56
	Abril	4,364,194.88	279,003.78	4,643,198.66
	Mayo	4,440,015.89	365,672.61	4,805,688.49
	Junio	4,634,776.02	289,626.24	4,924,402.26
	Julio	4,635,719.33	271,687.23	4,907,406.56
	Agosto	4,773,251.54	244,370.85	5,017,622.39
	Septiembre	4,989,295.02	280,954.48	5,270,249.51
	Octubre	3,832,139.68	281,378.82	4,113,518.49
	Noviembre	4,783,347.25	351,130.02	5,134,477.27
	Diciembre	4,706,615.78	494,296.53	5,200,912.31
2013	Enero	1,707,781.36	324,759.96	2,032,541.32
	Febrero	1,493,056.15	231,659.65	1,724,715.80
	Marzo	1,521,349.03	323,785.17	1,845,134.19
	Abril	1,508,474.71	247,201.49	1,755,676.21
	Mayo	1,481,831.70	291,493.53	1,773,325.23
	Junio	1,371,476.90	310,848.97	1,682,325.87
	Julio	1,728,792.23	363,573.70	2,092,365.93
	Agosto	1,656,127.72	308,630.19	1,964,757.91
	Septiembre	1,514,492.19	344,141.12	1,858,633.32
	Octubre	1,680,165.24	306,315.30	1,986,480.54
	Noviembre	1,747,900.13	299,980.50	2,047,880.62
	Diciembre	1,684,494.22	402,649.39	2,087,143.61
2014	Enero	1,683,177.12	293,514.26	1,976,691.38
	Febrero	1,620,110.76	299,181.42	1,919,292.18
	Marzo	1,774,397.02	378,928.17	2,153,325.19
	Abril	1,701,324.66	354,411.65	2,055,736.31
	Mayo	1,852,587.10	270,775.01	2,123,362.11
	Junio	1,649,650.87	351,002.02	2,000,652.89
	Julio	1,751,818.50	339,475.18	2,091,293.69
	Agosto	1,835,204.79	302,116.87	2,137,321.66
	Septiembre	2,002,382.26	359,527.86	2,361,910.12
	Octubre	2,149,568.56	274,354.14	2,423,922.69
	Noviembre	2,072,391.11	292,655.93	2,365,047.04
	Diciembre	2,107,307.01	262,823.93	2,370,130.93

ANEXO B:
TABLA 1B DATA DE LA POTENCIA CONSUMIDA, MERCADO REGULADO

PROYECCIÓN MD COINCIDENTE EN KW									
AÑO	PERIODO	SOCABAYA	CHILINA	SANTUARIO	MOLLEND	CALLALLI	REPARTICIÓN	MARCONA	TOTAL
2007	Enero	46,930.02	50,927.81	2.41	6,331.08	1,284.37	7,186.23	2,141.18	114,803.10
	Febrero	44,510.02	50,512.17	2.22	6,241.35	1,232.89	10,014.89	2,137.92	114,651.46
	Marzo	42,033.99	57,635.23	2.16	6,706.69	1,361.88	11,045.80	2,286.72	121,072.48
	Abril	45,730.80	57,444.96	3.61	6,252.00	1,328.95	11,613.13	2,227.76	124,601.21
	Mayo	43,990.17	58,202.99	3.14	6,093.67	1,451.15	11,482.43	2,326.75	123,550.30
	Junio	47,214.51	53,493.65	3.40	6,814.86	1,501.62	11,122.86	2,267.89	122,418.79
	Julio	44,088.37	56,201.92	2.39	6,083.92	1,485.99	11,492.64	2,210.29	121,565.53
	Agosto	46,096.96	54,649.40	2.65	5,755.44	1,591.18	12,188.16	2,289.43	122,573.22
	Septiembre	47,703.92	54,011.29	2.27	6,064.52	1,535.55	11,144.87	2,323.31	122,785.73
	Octubre	48,216.40	54,412.59	2.88	5,857.60	1,632.47	10,643.96	2,360.81	123,126.71
	Noviembre	48,000.98	54,929.59	3.40	6,272.24	1,609.00	11,409.24	2,439.33	124,663.78
	Diciembre	50,299.47	55,204.13	3.79	6,778.72	1,423.93	11,356.90	2,609.05	127,675.98
2008	Enero	48,964.94	50,706.02	3.02	7,667.78	1,302.44	10,913.92	2,825.04	122,383.16
	Febrero	43,996.01	55,310.37	2.08	7,961.26	1,354.16	11,122.34	2,713.30	122,459.52
	Marzo	51,316.27	53,475.15	2.82	7,162.32	1,612.23	12,442.70	3,138.13	129,149.63
	Abril	48,312.10	55,507.90	2.66	6,107.94	1,533.46	12,630.14	2,974.22	127,068.42
	Mayo	44,010.38	60,732.74	2.58	6,650.74	1,734.42	12,379.20	3,332.50	128,842.56
	Junio	52,763.10	53,700.69	2.12	7,160.06	1,793.16	13,146.08	1,769.04	130,334.25
	Julio	53,691.60	53,459.95	3.48	6,556.24	1,732.80	11,390.06	3,527.56	130,361.69
	Agosto	54,253.87	54,019.78	1.70	6,666.92	1,577.96	12,774.78	3,623.56	132,918.57
	Septiembre	53,974.35	53,741.47	2.10	6,892.56	1,587.90	12,384.60	3,516.24	132,099.22
	Octubre	52,741.00	52,513.44	2.88	6,685.40	1,526.88	13,382.74	3,794.64	130,646.98
	Noviembre	53,410.10	53,179.66	1.76	6,201.66	1,748.98	12,959.52	3,561.16	131,062.84
	Diciembre	53,698.82	53,467.14	1.36	6,670.44	1,514.16	13,058.50	3,623.56	132,033.98
2009	Enero	51,076.67	52,892.84	1.31	6,578.81	1,287.21	13,811.58	3,019.13	128,667.55
	Febrero	44,171.10	55,530.50	1.17	7,681.98	1,361.81	13,192.08	3,069.85	125,008.48
	Marzo	52,081.81	54,272.89	1.53	6,316.25	1,721.70	13,528.24	3,079.45	131,001.87
	Abril	49,997.34	57,444.15	1.60	6,336.79	1,438.63	14,276.92	3,270.09	132,765.51
	Mayo	45,488.03	62,771.85	1.05	6,573.46	1,542.13	13,738.38	3,161.05	133,275.95
	Junio	53,997.29	54,956.82	1.17	6,549.70	1,562.19	13,997.17	3,041.05	134,105.39
	Julio	54,189.64	53,955.83	1.15	6,542.27	1,574.64	13,400.52	2,815.45	132,479.48
	Agosto	54,693.70	54,457.72	0.96	5,913.06	1,639.22	12,832.34	3,445.60	132,982.60
	Septiembre	54,098.73	53,865.32	1.54	5,669.50	1,875.02	14,304.88	2,860.08	132,675.07
	Octubre	53,616.42	53,385.09	1.78	5,614.28	1,796.70	13,622.42	3,346.52	131,383.21
	Noviembre	53,746.49	53,514.60	1.74	6,278.88	1,789.30	14,124.08	3,593.40	133,048.49
	Diciembre	54,941.60	54,704.55	2.39	6,516.72	1,519.62	14,980.27	3,593.38	136,258.54
2010	Enero	44,382.51	61,030.31	1.71	7,248.36	1,628.86	14,052.10	1,308.91	129,652.76
	Febrero	51,455.35	54,522.89	1.78	7,096.96	1,348.50	14,467.06	3,556.39	132,448.93
	Marzo	54,353.89	57,208.00	1.83	6,363.82	1,316.52	15,345.08	4,422.09	139,011.22
	Abril	51,007.04	60,566.07	1.90	6,397.50	1,658.44	15,024.49	3,778.89	138,434.33
	Mayo	52,522.86	60,726.90	1.98	6,328.72	1,976.60	14,597.05	4,791.69	140,945.79
	Junio	53,853.37	59,027.89	1.61	5,823.39	1,928.70	14,198.73	4,134.42	138,968.11
	Julio	54,282.79	59,604.58	1.55	5,971.98	2,036.00	14,119.27	4,596.07	140,612.24
	Agosto	55,825.24	60,971.06	1.61	5,890.33	1,741.06	13,877.25	4,665.80	142,972.36
	Septiembre	55,389.12	60,605.14	1.71	6,126.18	1,807.04	14,064.14	4,842.52	142,835.85
	Octubre	51,478.12	61,850.71	2.80	4,928.66	1,754.89	15,304.33	4,748.21	140,067.72
	Noviembre	56,276.71	62,371.49	3.23	5,968.02	1,829.85	15,384.74	5,287.22	147,121.27
	Diciembre	59,679.76	60,541.61	0.76	7,370.12	1,833.35	15,327.14	3,821.81	148,574.55
2011	Enero	56,714.13	56,410.36	4.24	6,710.90	1,482.80	15,093.15	5,056.82	141,472.40
	Febrero	59,532.61	57,528.95	2.60	8,851.72	1,666.29	16,228.19	5,447.32	149,257.67
	Marzo	59,894.62	64,460.52	2.28	6,459.26	1,645.83	16,720.27	4,866.62	154,049.39
	Abril	61,287.83	63,817.50	0.74	6,448.61	1,905.85	16,653.97	4,325.81	154,440.30
	Mayo	64,793.56	59,173.51	1.96	7,090.28	1,726.69	16,943.71	5,696.92	155,426.62
	Junio	63,608.98	60,411.36	2.44	6,311.44	1,775.07	16,528.04	5,603.75	154,241.09
	Julio	58,983.11	65,042.45	2.89	8,124.09	2,117.19	16,178.59	6,109.72	156,558.04
	Agosto	69,822.84	58,215.12	2.50	6,128.63	1,780.63	15,244.08	5,450.79	156,644.60
	Septiembre	67,446.06	63,269.70	1.16	6,759.24	1,865.48	15,933.62	6,020.07	161,295.33
	Octubre	71,374.65	58,566.79	7.77	6,218.32	2,071.31	16,116.65	5,351.14	159,706.62
	Noviembre	72,923.11	55,944.89	8.99	7,055.52	1,407.07	17,001.01	5,361.24	159,701.82
	Diciembre	66,928.67	61,864.98	9.41	6,801.80	1,626.56	17,185.38	5,462.53	159,879.32

2012	Enero	69,919.77	53,392.67	7.50	7,348.91	1,568.35	17,394.41	5,385.44	155,017.05
	Febrero	66,494.38	54,888.63	7.17	8,283.04	1,409.28	17,193.02	5,542.63	153,818.15
	Marzo	64,214.07	64,460.40	7.08	7,327.82	1,912.91	18,131.33	3,385.34	159,438.95
	Abril	57,142.54	71,440.62	8.01	7,377.73	2,030.63	17,661.56	5,572.03	161,233.12
	Mayo	72,392.26	57,980.57	14.17	8,404.47	2,159.59	17,121.23	5,465.08	163,537.37
	Junio	72,092.72	59,544.37	13.10	6,831.86	2,346.18	18,139.86	6,246.03	165,214.11
	Julio	70,419.81	61,383.68	15.12	7,700.94	2,189.21	17,089.36	5,628.96	164,427.08
	Agosto	71,147.86	60,790.37	14.19	7,219.00	2,235.80	17,684.08	5,148.49	164,239.79
	Septiembre	67,201.44	63,257.46	14.36	7,018.13	2,026.85	18,397.21	5,836.85	163,752.29
	Octubre	66,953.31	63,625.50	11.49	6,423.28	1,926.93	18,891.46	6,154.40	163,986.36
	Noviembre	66,723.01	64,796.57	9.65	7,409.03	2,108.44	18,740.08	6,138.96	165,925.76
	Diciembre	70,238.48	57,325.15	12.61	6,947.40	1,872.19	17,976.37	6,398.44	160,770.64
2013	Enero	77,794.81	55,205.84	8.74	8,191.11	1,765.75	17,251.56	5,787.42	166,005.23
	Febrero	70,094.88	59,595.25	9.55	7,864.56	1,696.04	18,510.83	6,014.16	163,785.27
	Marzo	78,950.39	56,592.06	9.94	6,934.76	1,952.66	17,223.10	6,564.99	168,227.90
	Abril	78,690.97	58,317.44	11.04	7,543.27	2,097.24	18,621.60	6,107.00	171,388.57
	Mayo	63,928.57	73,622.37	11.87	7,658.11	2,301.46	18,265.02	6,140.24	171,927.64
	Junio	78,870.53	61,143.45	5.60	7,616.70	2,302.85	17,277.71	5,975.25	173,192.09
	Julio	75,219.13	60,184.88	10.90	7,991.30	2,258.23	17,409.52	6,061.08	169,135.03
	Agosto	76,243.22	64,289.46	11.72	7,823.47	2,245.40	17,629.85	6,172.31	174,415.43
	Septiembre	75,430.63	66,558.17	10.66	7,793.84	2,185.70	18,066.59	5,188.80	175,234.39
	Octubre	76,610.64	62,309.59	10.17	7,902.19	2,064.12	16,142.53	6,171.40	171,210.65
	Noviembre	74,600.38	63,685.86	12.04	7,436.25	2,194.23	19,019.04	6,096.92	173,044.74
	Diciembre	78,429.12	62,247.47	11.04	7,973.86	2,036.20	18,701.08	6,207.34	175,606.12
2014	Enero	77,361.73	59,896.28	11.73	9,021.93	1,842.65	19,884.77	6,123.77	174,142.86
	Febrero	80,313.51	59,200.37	11.25	9,459.35	1,884.23	19,948.68	6,058.74	176,876.15
	Marzo	72,240.42	67,667.19	11.04	7,597.39	2,060.61	19,107.73	5,216.49	173,900.88
	Abril	76,258.84	67,023.63	10.59	8,357.62	2,103.45	19,736.54	5,903.82	179,394.49
	Mayo	71,876.18	69,164.68	11.44	7,918.26	2,147.66	18,063.34	5,496.20	174,677.76
	Junio	77,607.81	66,790.74	9.26	7,745.95	2,336.00	19,468.17	5,789.76	179,747.69
	Julio	77,043.97	68,399.57	10.37	7,233.68	2,223.81	18,934.89	5,873.78	179,720.07
	Agosto	75,240.27	69,514.34	10.82	7,220.00	2,287.05	18,711.16	5,869.27	178,852.90
	Septiembre	76,053.12	68,080.02	10.35	7,245.22	2,267.56	20,043.75	5,340.94	179,040.96
	Octubre	76,925.20	67,570.58	8.23	7,416.58	2,136.80	20,155.70	5,671.78	179,884.88
	Noviembre	75,096.38	69,494.80	9.79	8,007.61	2,103.16	19,949.40	5,373.63	180,034.76
	Diciembre	73,253.01	61,362.30	9.09	7,446.07	1,911.21	19,537.22	5,553.34	169,072.25

TABLA 2B DATA DE LA POTENCIA CONSUMIDA, MERCADO LIBRE

AÑO	PERIODO	MD COINCIDENTE EN KW LIBRES		
		SOCABAYA LBR.	MOLLENDO LBR.	TOTAL
2007	Enero	3,740.77	537.32	4,278.09
	Febrero	4,236.35	388.52	4,624.87
	Marzo	3,779.36	522.89	4,302.24
	Abril	2,537.96	265.42	2,803.38
	Mayo	3,318.43	318.04	3,636.47
	Junio	3,703.39	294.31	3,997.70
	Julio	4,774.85	758.37	5,533.21
	Agosto	4,342.57	427.01	4,769.58
	Septiembre	5,567.73	727.32	6,295.05
	Octubre	4,211.14	310.26	4,521.40
	Noviembre	4,481.88	291.15	4,773.03
	Diciembre	5,984.33	444.62	6,428.96
2008	Enero	3,773.05	811.56	4,584.61
	Febrero	4,217.01	550.49	4,767.50
	Marzo	3,756.43	532.71	4,289.14
	Abril	2,279.78	336.38	2,616.16
	Mayo	2,759.42	332.20	3,091.62
	Junio	3,059.19	371.16	3,430.35
	Julio	4,060.76	886.25	4,947.01
	Agosto	3,789.07	510.64	4,299.71
	Septiembre	4,569.93	857.01	5,426.94
	Octubre	2,610.77	323.45	2,934.22
	Noviembre	2,213.33	322.89	2,536.22
	Diciembre	2,284.41	369.13	2,653.54
2009	Enero	2,542.90	546.96	3,089.86
	Febrero	3,440.43	449.11	3,889.55
	Marzo	3,339.14	473.54	3,812.68
	Abril	2,956.94	436.29	3,393.23
	Mayo	2,813.52	338.71	3,152.22
	Junio	3,230.39	391.94	3,622.33
	Julio	2,076.66	453.23	2,529.89
	Agosto	3,315.54	446.82	3,762.36
	Septiembre	3,272.83	613.76	3,886.59
	Octubre	3,359.29	416.18	3,775.47
	Noviembre	3,204.22	467.44	3,671.67
	Diciembre	3,761.64	607.84	4,369.48
2010	Enero	4,032.61	566.95	4,599.56
	Febrero	3,506.47	526.20	4,032.67
	Marzo	3,846.25	311.58	4,157.83
	Abril	3,364.87	426.53	3,791.40
	Mayo	3,753.21	370.17	4,123.39
	Junio	4,036.09	481.79	4,517.88
	Julio	3,563.69	556.95	4,120.64
	Agosto	4,464.55	383.38	4,847.93
	Septiembre	4,020.37	292.05	4,312.42
	Octubre	4,166.38	290.21	4,456.59
	Noviembre	4,263.59	458.41	4,722.00
	Diciembre	4,050.11	266.01	4,316.12
2011	Enero	4,080.03	386.56	4,466.59
	Febrero	4,267.06	491.72	4,758.78
	Marzo	4,412.88	385.04	4,797.92
	Abril	4,220.65	545.72	4,766.37
	Mayo	4,128.18	288.36	4,416.54
	Junio	3,761.51	542.65	4,304.16
	Julio	4,713.52	275.64	4,989.16
	Agosto	4,524.12	402.91	4,927.03
	Septiembre	3,878.80	397.32	4,276.12
	Octubre	3,947.09	430.71	4,377.81
	Noviembre	3,874.95	378.30	4,253.25
	Diciembre	4,314.63	480.08	4,794.71

2012	Enero	4,698.01	518.01	5,216.02
	Febrero	4,817.28	520.56	5,337.84
	Marzo	4,529.19	1,125.35	5,654.54
	Abril	3,988.30	540.11	4,528.41
	Mayo	3,829.44	457.77	4,287.21
	Junio	4,244.04	416.79	4,660.82
	Julio	4,230.19	416.49	4,646.67
	Agosto	4,167.24	301.80	4,469.04
	Septiembre	4,451.48	325.67	4,777.15
	Octubre	4,328.37	292.41	4,620.79
	Noviembre	4,477.47	486.97	4,964.45
	Diciembre	4,242.59	144.71	4,387.30
2013	Enero	2,488.11	402.13	2,890.24
	Febrero	2,702.01	471.64	3,173.65
	Marzo	2,768.10	379.48	3,147.58
	Abril	2,811.30	358.71	3,170.01
	Mayo	2,459.35	298.16	2,757.51
	Junio	2,507.77	366.03	2,873.80
	Julio	2,824.16	435.66	3,259.82
	Agosto	3,480.95	369.53	3,850.48
	Septiembre	2,703.42	333.53	3,036.95
	Octubre	2,975.33	268.59	3,243.92
	Noviembre	2,532.94	520.59	3,053.53
	Diciembre	2,567.09	399.17	2,966.27
2014	Enero	1,716.48	368.68	2,085.16
	Febrero	2,094.86	350.49	2,445.35
	Marzo	1,914.12	314.89	2,229.01
	Abril	2,352.02	211.35	2,563.37
	Mayo	3,141.04	479.97	3,621.01
	Junio	1,982.55	544.96	2,527.51
	Julio	2,476.20	413.91	2,890.10
	Agosto	2,961.93	380.64	3,342.57
	Septiembre	2,343.40	411.54	2,754.94
	Octubre	2,635.42	410.96	3,046.38
	Noviembre	2,613.73	449.62	3,063.35
	Diciembre	1,326.45	323.29	1,649.75